



**VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ**

BRNO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

**FAKULTA ELEKTROTECHNIKY  
A KOMUNIKAČNÍCH TECHNOLOGIÍ**

FACULTY OF ELECTRICAL ENGINEERING AND COMMUNICATION

**ÚSTAV ELEKTROENERGETIKY**

DEPARTMENT OF ELECTRICAL POWER ENGINEERING

**VLIV ODSTAVOVÁNÍ FOTOVOLTAICKÝCH  
ELEKTRÁREN PŘI ODCHYLKÁCH KMITOČTU**

THE INFLUENCE OF PHOTOVOLTAIC POWER PLANTS DISCONNECTION DURING FREQUENCY  
DEVIATIONS

**DIPLOMOVÁ PRÁCE**

MASTER'S THESIS

**AUTOR PRÁCE**

AUTHOR

**Bc. Filip Jasenský**

**VEDOUCÍ PRÁCE**

SUPERVISOR

**doc. Ing. Petr Toman, Ph.D.**

**BRNO 2017**

# Diplomová práce

magisterský navazující studijní obor **Elektroenergetika**

Ústav elektroenergetiky

**Student:** Bc. Filip Jasenský

**ID:** 158152

**Ročník:** 2

**Akademický rok:** 2016/17

**NÁZEV TÉMATU:**

## Vliv odstavování fotovoltaických elektráren při odchylkách kmitočtu

### POKYNY PRO VYPRACOVÁNÍ:

1. Současný stav aplikace nařízení Evropské komise č. 631/2016 u významných provozovatelů přenosových soustav v Evropě
2. Vliv odstavování FVE změnou obchodních intervalů
3. Simulace referenční události a následného odpojení FVE při nad a pod frekvenci při působení ROP v ČR

### DOPORUČENÁ LITERATURA:

podle pokynů vedoucího práce

**Termín zadání:** 6.2.2017

**Termín odevzdání:** 22.5.2017

**Vedoucí práce:** doc. Ing. Petr Toman, Ph.D.

**Konzultant:**

**doc. Ing. Petr Toman, Ph.D.**

*předseda oborové rady*

### UPOZORNĚNÍ:

Autor diplomové práce nesmí při vytváření diplomové práce porušit autorská práva třetích osob, zejména nesmí zasahovat nedovoleným způsobem do cizích autorských práv osobnostních a musí si být plně vědom následků porušení ustanovení § 11 a následujících autorského zákona č. 121/2000 Sb., včetně možných trestněprávních důsledků vyplývajících z ustanovení části druhé, hlavy VI. díl 4 Trestního zákoníku č.40/2009 Sb.

Bibliografická citace práce:

JASENSKÝ, F. Vliv odstavování fotovoltaických elektráren při odchylkách kmitočtu. Diplomová práce. Brno: Ústav elektroenergetiky FEKT VUT v Brně, 2017, 92 stran.

Na tomto místě chci poděkovat svému vedoucímu práce doc. Ing. Petru Tomanovi, Ph.D. za cenné rady, připomínky, pomoc, trpělivost a ochotný přístup při mém vypracování diplomové práce. Děkuji také zaměstnancům firmy ČEPS, a.s. za ochotu, pomoc a cenné rady. Na závěr chci poděkovat svým rodičům a babičce za jejich podporu během celého mého studia.

Jako autor uvedené diplomové práce dále prohlašuji, že v souvislosti s vytvořením této diplomové práce jsem neporušil autorská práva třetích osob, zejména jsem nezasáhl nedovoleným způsobem do cizích autorských práv osobnostních a jsem si plně vědom následků porušení ustanovení § 11 a následujících autorského zákona č. 121/2000 Sb., včetně možných trestněprávních důsledků vyplývajících z ustanovení části druhé, hlavy VI. Díl 4 Trestního zákoníku č. 40/2009 Sb.

.....

## ABSTRAKT

Diplomová práce s názvem Vliv odstavování fotovoltaických elektráren při odchylkách kmitočtu seznamuje čtenáře s teorií regulace frekvence v elektrizační soustavě. V teoretické části práce jsou představeny systémové a podpůrné služby, které jsou provozovatelem přenosové soustavy využívány k udržení bilance výkonů. V následující části je vypracován úvod do klasifikace poruchových stavů a jsou uvedeny poznatky sdružení provozovatelů přenosových soustav k nevyžádanému odstavování fotovoltaických výroben. Na teoretickou část doporučení a simulací navazuje analýza provedení přenastavení frekvenčních mezí, ve kterých jsou provozovány fotovoltaické elektrárny ve vybraných státech synchronně propojené Evropy. Práce pokračuje snahou objasnit původ vzniku výkonových nerovnováh uvedením teorie k obchodování s elektřinou. Deterministické odchylky frekvence jsou jednou z příčin vzniku častých nerovnováh v systému a jsou rozebrány v navazující kapitole spolu s návrhem možného řešení. Poslední část diplomové práce obsahuje simulace, které byly provedeny pro určení vlivu působení regulátoru ostrovního provozu v České republice při nevyžádaném odstavení fotovoltaických zdrojů.

**KLÍČOVÁ SLOVA:** retrofit; odchylky frekvence; fotovoltaická elektrárna; frekvenční stabilita soustavy; trh s elektřinou; nevyžádané odpojení výroby; deterministické odchylky frekvence.

**ABSTRACT**

The master thesis *The Influence of Photovoltaic Power Plants Disconnection During Frequency Deviations* introduce reader to the theory of frequency regulation in the electric power system. The theoretical part introduces regulation reserve that are used by transmission system operator to balance power imbalances. In the next part is made introduction to the system state classification and knowledge of European Network of Transmission System Operators for Electricity about unsolicited disconnection of photovoltaic plants. The theoretical part of the recommendations and simulations is followed by a part of the work in which the analysis of the implementation of the frequency boundary in which the photovoltaic power plants are operated in selected states of synchronously interconnected Europe. The master thesis continues to explain the origin of power imbalances by introducing a theory of electricity trading. Deterministic frequency deviations are one of the causes of the occurrence of frequent imbalances in the system and are discussed in the following chapter together with a proposal for a possible solution. In the last part of the master thesis are presented simulations that were made to determine the impact of the speed control regulator in the Czech Republic on unsolicited disconnection of photovoltaic power plants.

**KEY WORDS:**

retrofit; frequency deviations; photovoltaic power plant; frequency stability; electric market; unsolicited disconnection of power plant; deterministic frequency deviations.

# OBSAH

<b>SEZNAM OBRÁZKŮ.....</b>	<b>9</b>
<b>SEZNAM TABULEK .....</b>	<b>11</b>
<b>SEZNAM SYMBOLŮ.....</b>	<b>12</b>
<b>SEZNAM ZKRATEK.....</b>	<b>14</b>
<b>1 ÚVOD A CÍL PRÁCE .....</b>	<b>16</b>
<b>2 REGULACE FREKVENCE V ES .....</b>	<b>17</b>
<b>2.1 REGULACE NA STRANĚ SPOTŘEBY .....</b>	<b>17</b>
2.1.1 HDO.....	18
2.1.2 AKUMULACE ENERGIE .....	18
<b>2.2 REGULACE NA STRANĚ VÝROBY .....</b>	<b>19</b>
<b>2.3 ZMĚNY FREKVENCE V ES.....</b>	<b>19</b>
2.3.1 ZMĚNA FREKVENCE NA STRANĚ DODÁVKY .....	19
2.3.2 ZMĚNA FREKVENCE NA STRANĚ SPOTŘEBY.....	19
<b>2.4 FREKVENČNÍ CHARAKTERISTIKA ZATÍŽENÍ .....</b>	<b>20</b>
<b>2.5 FREKVENČNÍ CHARAKTERISTIKA GENERÁTORU .....</b>	<b>20</b>
<b>2.6 STATICKÁ CHARAKTERISTIKA ES .....</b>	<b>23</b>
<b>3 SYSTÉMOVÉ SLUŽBY.....</b>	<b>25</b>
<b>3.1 PODPŮRNÉ SLUŽBY .....</b>	<b>25</b>
3.1.1 PRIMÁRNÍ REGULACE.....	25
3.1.2 SEKUNDÁRNÍ REGULACE .....	28
3.1.3 MINUTOVÁ ZÁLOHA.....	30
3.1.4 SNÍŽENÍ VÝKONU .....	30
3.1.5 SCHOPNOST OSTROVNÍHO PROVOZU.....	31
3.1.6 SCHOPNOST STARTU ZE TMY .....	32
3.1.7 EREGZ.....	33
<b>4 ENTSO-E .....</b>	<b>34</b>
<b>4.1 KLASIFIKACE STAVŮ SYSTÉMU .....</b>	<b>34</b>
4.1.1 NORMÁLNÍ STAV .....	34
4.1.2 VÝSTRAŽNÝ STAV.....	34
4.1.3 STAV NOUZE .....	34
4.1.4 BLACKOUT SYSTÉMU .....	34
4.1.5 OBNOVA SYSTÉMU.....	34
4.1.6 ROZŠÍŘENÁ OBLAST .....	34
<b>4.2 NORMATIVNÍ UDÁLOST.....</b>	<b>35</b>
4.2.1 PROPOJENÝ SYSTÉM.....	35
4.2.2 OSTROVNÍ SYSTÉM .....	35
<b>4.3 SETRVAČNOST SYSTÉMU .....</b>	<b>36</b>
<b>4.4 STAV PŘED RETROFITEM .....</b>	<b>36</b>
4.4.1 LOKALIZACE OBLASTÍ NEJNÁCHYLNĚJŠÍCH K PORUŠE .....	37

<b>4.5 VLIV ODPOJENÍ BLOKU NA FREKVENCI .....</b>	<b>37</b>
<b>4.6 PODFREKVENČNÍ ODCHYLKA.....</b>	<b>37</b>
<b>4.7 NADFREKVENČNÍ ODCHYLKA .....</b>	<b>38</b>
<b>4.8 NAVRHOVANÉ OPATŘENÍ.....</b>	<b>40</b>
<b>5 SOUČASNÝ STAV V ČR.....</b>	<b>41</b>
<b>5.1 POŽADOVANÁ ODEZVA VÝKONU NA ODCHYLKY KMITOČTU .....</b>	<b>41</b>
5.1.1 POŽADOVANÁ ODEZVA VÝKONU NA NADFREKVENCI .....	41
5.1.2 POŽADOVANÁ ODEZVA VÝKONU NA PODFREKVENCI.....	42
5.1.3 POŽADAVKY NA FREKVENČNÍ OCHRANY .....	43
<b>5.2 OPATŘENÍ PROTI ODCHYLKÁM FREKVENCE.....</b>	<b>44</b>
5.2.1 FREKVENČNÍ PLÁN .....	44
5.2.2 FREKVENČNÍ ODLEHČOVÁNÍ.....	44
5.2.3 PRAVIDLA PRO PŘIPOJENÍ FVE A VTE .....	45
<b>5.3 STUDIE PRO PROVEDENÍ RETROFITU V ČR .....</b>	<b>46</b>
<b>6 SOUČASNÝ STAV V NĚMECKU.....</b>	<b>50</b>
<b>6.1 TRANSMISSION CODE 2007 .....</b>	<b>51</b>
6.1.1 VÝSTUPNÍ ČINNÝ VÝKON ELEKTRÁRNY .....	51
<b>6.2 TENNET GRID CODE .....</b>	<b>52</b>
6.2.1 ODPOJENÍ VÝROBNY OD SÍTĚ .....	52
6.2.2 ČINNÝ VÝKON VÝROBNY .....	52
6.2.3 STABILITA FREKVENCE .....	52
6.2.4 OBNOVENÍ DODÁVEK.....	52
<b>6.3 AMPRION .....</b>	<b>52</b>
6.3.1 REGULACE ZDROJŮ, KTERÉ JSOU PŘIPOJENY DO 110KV SÍTĚ.....	53
<b>6.4 50HERTZ TRANSMISSION .....</b>	<b>53</b>
6.4.1 POVINNOSTI PRO DODÁVKU ČINNÉHO VÝKONU .....	53
6.4.2 PRIMÁRNÍ REGULACE.....	53
6.4.3 PĚTIFÁZOVÝ PLÁN .....	55
<b>6.5 TRANSNET BW .....</b>	<b>55</b>
<b>7 SOUČASNÝ STAV V ITÁLII.....</b>	<b>56</b>
7.1.1 OCHRANA PROTI VNĚJŠÍM PORUCHÁM .....	56
7.1.2 POŽADAVKY NA OCHRANY .....	56
7.1.3 SYSTÉMY A SÍŤOVÉ SLUŽBY .....	57
7.1.4 NASTAVENÍ ČINNÉHO VÝKONU V ZÁVISLOSTI NA FREKVENCI.....	58
7.1.5 OPĚTOVNÉ PŘIPOJENÍ DO SÍTĚ .....	59
<b>8 SOUČASNÝ STAV VE FRANCII.....</b>	<b>60</b>
<b>8.1 PLÁNY ODPOJENÍ PRO FVE O VÝKONU <math>\geq 5</math> MW .....</b>	<b>60</b>
<b>8.2 PLÁNY ODPOJENÍ PRO FVE O VÝKONU <math>\geq 100</math> kW .....</b>	<b>60</b>
<b>9 SOUČASNÝ STAV VE ŠPANĚLSKU.....</b>	<b>62</b>
<b>9.1 PLÁNY ODPOJENÍ VÝROBEN .....</b>	<b>62</b>
9.1.1 PLÁNY ODPOJENÍ PŘI PODFREKVENCI.....	62
9.1.2 PLÁNY ODPOJENÍ PŘI NADFREKVENCI .....	63

<b>10 TRH S ELEKTRINOU .....</b>	<b>64</b>
<b>10.1 ODPOVĚDNOST ZA ODCHYLKU.....</b>	<b>64</b>
<b>10.2 VELKOOBCHODNÍ TRH.....</b>	<b>64</b>
<b>10.3 MALOOBCHODNÍ TRH .....</b>	<b>64</b>
<b>10.4 ORGANIZOVANÝ KRÁTKODOBÝ TRH S ELEKTRINOU .....</b>	<b>64</b>
10.4.1 BLOKOVÝ TRH .....	65
10.4.2 DENNÍ TRH .....	65
10.4.3 VNITRODENNÍ TRH .....	65
<b>10.5 TRH S REGULAČNÍ ENERGÍÍ.....</b>	<b>65</b>
10.5.1 REGULAČNÍ ENERGIE .....	66
10.5.2 VYROVNÁVACÍ TRH .....	66
<b>11 DETERMINISTICKÉ ODCHYLKY FREKVENCE.....</b>	<b>67</b>
<b>11.1 PŘÍČINY VZNIKU DFD.....</b>	<b>67</b>
11.1.1 CHOVÁNÍ VÝROBEN .....	68
<b>11.2 ŘEŠENÍ DFD .....</b>	<b>69</b>
11.2.1 RÁMEC PRO MOŽNÁ ŘEŠENÍ.....	69
<b>11.3 NAVRHOVANÁ OPATŘENÍ .....</b>	<b>70</b>
11.3.1 OPATŘENÍ ZE STRANY PPS .....	70
<b>11.4 ZAVEDENÍ PRAVIDEL PRO PLÁNOVÁNÍ .....</b>	<b>71</b>
11.4.2 TRVALÉ RAMPOVÁNÍ .....	72
11.4.3 ZMĚNA OBCHODNÍHO INTERVALU NA ČTVRTHODINU .....	74
11.4.4 PLYNULÉ ZMĚNY PLÁNU VELKÝCH PŘEČERPÁVACÍCH VODNÍCH ELEKTRÁREN.....	76
11.4.5 POKRAČOVÁNÍ OPATŘENÍ A ROZVRŽENÍ PRAVIDEL V DLOUHODOBÉM HORIZONTU .....	78
<b>11.5 VYHODNOCENÍ SIMULACÍ DFD.....</b>	<b>78</b>
<b>11.6 DOTAZNÍK VGB .....</b>	<b>79</b>
11.6.1 NÁVRHY A ŘEŠENÍ RESPONDENTŮ DOTAZNÍKU VGB.....	79
<b>12 SIMULACE PŘI PŮSOBNÍ REGULÁTORU OSTROVNÍHO PROVOZU V ČESKÉ REPUBLICCE .....</b>	<b>80</b>
<b>12.1 SIMULACE NADFREKVENCE.....</b>	<b>80</b>
<b>12.2 SIMULACE PODFREKVENCE.....</b>	<b>81</b>
<b>12.3 REÁLNÉ PODMÍNKY V ES.....</b>	<b>82</b>
<b>ZÁVĚR.....</b>	<b>86</b>
<b>POUŽITÁ LITERATURA .....</b>	<b>88</b>



## SEZNAM OBRÁZKŮ

<i>Obr. 1: Frekvenční charakteristika zatížení [27]</i> .....	20
<i>Obr. 2: Astatická a statická frekvenční charakteristika generátoru [27]</i> .....	21
<i>Obr. 3: Statická frekvenční charakteristika generátoru [27]</i> .....	21
<i>Obr. 4: Statická charakteristika ES [18]</i> .....	23
<i>Obr. 5: Principiální schéma primární regulace turbogenerátoru [38]</i> .....	26
<i>Obr. 6: Dynamická a kvazistacionární odchylka frekvence [27]</i> .....	27
<i>Obr. 7: Blokové schéma sekundárního regulátoru [38]</i> .....	29
<i>Obr. 8: Velikost frekvenční odchylky po normativní události v propojeném provozu [15]</i> .....	35
<i>Obr. 9: Simulace podfrekvence po nedostatečném retrofitu v DE a IT (bez zahrnutí větrných elektráren) [10]</i> .....	38
<i>Obr. 10: Simulace normativní události po retrofitu v DE a IT [10]</i> .....	38
<i>Obr. 11: Simulace nadfrekvence po nedokončeném retrofitu v DE a IT [10]</i> .....	39
<i>Obr. 12: Simulace odpojení 2 GW zatížení po retrofitu v DE a IT [10]</i> .....	40
<i>Obr. 13: Požadavek na odezvu výkonu při podfrekvenci [35]</i> .....	43
<i>Obr. 14: Stupňovité odpojování FVE při nemožnosti nastavení plynulého odpojení [16]</i> .....	46
<i>Obr. 15: Všechny FVE distributora ČEZ Distribuce, a.s. [16]</i> .....	47
<i>Obr. 16: FVE pro provedení retrofitu distributora ČEZ Distribuce, a.s. [16]</i> .....	47
<i>Obr. 17: Všechny FVE distributora E.ON Distribuce, a.s. [16]</i> .....	47
<i>Obr. 18: FVE pro provedení retrofitu distributora E.ON Distribuce, a.s. [16]</i> .....	47
<i>Obr. 19: Všechny FVE distributora PRE Distribuce, a.s. [16]</i> .....	48
<i>Obr. 20: FVE pro retrofit distributora PRE Distribuce, a.s. [16]</i> .....	48
<i>Obr. 21: Rozdělení střídačů podle plnění frekvenčního pásma 47,5 – 51,5 Hz [16]</i> .....	48
<i>Obr. 22: Rozdělení střídačů podle plnění frekvenčního pásma 49 – 51 Hz [16]</i> .....	49
<i>Obr. 23: Požadavky na dodávku výkonu zdroje v závislosti na frekvenci sítě [47]</i> .....	50
<i>Obr. 24: Znárodnění snížení výkonu výroby při nadfrekvenci [46]</i> .....	51
<i>Obr. 25: Chování zdrojů při frekvenčních odchylkách v síti [32]</i> .....	54
<i>Obr. 26: Závislost snížení výkonu na frekvenci [21]</i> .....	59
<i>Obr. 27: Rozdílné chování výroben [8]</i> .....	68
<i>Obr. 28: Rozsahy maximálních změn výkonů u různých druhů elektráren [8]</i> .....	69
<i>Obr. 29: Předpoklady a hlavní zásady navrhovaného řešení [20]</i> .....	70
<i>Obr. 30: Hodinový krok plánu vs. trvalé rampování [8]</i> .....	72
<i>Obr. 31: Rozdíl ve špatném a správném plánování [8]</i> .....	73

---

<i>Obr. 32: Aktuální výstupní výkon výroby [8] .....</i>	<i>74</i>
<i>Obr. 33: Rozdělení obchodní hodiny na čtvrt hodinové intervaly [8] .....</i>	<i>75</i>
<i>Obr. 34: Změna výměny výkonů do ramp [8] .....</i>	<i>75</i>
<i>Obr. 35: Příklady vzdáleností v plánech, které mají být minimalizovány [20].....</i>	<i>76</i>
<i>Obr. 36: Zjednodušený model odpojování FVE pro určení frekvenční stability.....</i>	<i>80</i>
<i>Obr. 37: Porovnání průběhu nadfrekvence při působení a nepůsobení ROP v ČR.....</i>	<i>81</i>
<i>Obr. 38: Porovnání průběhů podfrekvence při působení a nepůsobení ROP v ČR.....</i>	<i>82</i>
<i>Obr. 39: Průběh činného výkonu generátoru v České republice při působení ROP .....</i>	<i>82</i>
<i>Obr. 40: Hodinový diagram zatížení kontinentální Evropy z 19.8.2015 [19].....</i>	<i>83</i>
<i>Obr. 41: Průběh při podfrekvenci s modelem obsahujícím reálnější podmínky provozu ES.....</i>	<i>84</i>
<i>Obr. 42: Simulace různě velkých zatížení systému s dopadem na odchylku frekvence.....</i>	<i>84</i>
<i>Obr. 43: Simulace různě velkých setrvačností systému s dopadem na odchylku frekvence.....</i>	<i>85</i>

## SEZNAM TABULEK

<i>Tab. 1: Rozsahy kmitočtů a dob, při kterých musí zůstat výrobná připojená k síti [35].....</i>	<i>41</i>
<i>Tab. 2: Standardní nastavení odezvy výkonu na nadfrekvenci [35] .....</i>	<i>42</i>
<i>Tab. 3: Vymezení frekvence pro pásma provozu [26] .....</i>	<i>44</i>
<i>Tab. 4: Systém frekvenčního odlehčování [26] .....</i>	<i>45</i>
<i>Tab. 5: Stupně odpojování částí FVE při nemožnosti nastavení plynulého odpojení [16] .....</i>	<i>46</i>
<i>Tab. 6: Pětifázový plán [32].....</i>	<i>55</i>
<i>Tab. 7: Nastavení síťových ochran na NN straně provozovatele FVE [21] .....</i>	<i>56</i>
<i>Tab. 8: Frekvenční rozsahy a doby, po kterých musí zůstat výrobná připojená k síti [3] .....</i>	<i>60</i>
<i>Tab. 9: Frekvenční rozsahy a jim přiřazené ztráty výkonu [3] .....</i>	<i>61</i>
<i>Tab. 10: Porovnání navržených metod s ohledem na frekvenční odchylku [8] .....</i>	<i>78</i>
<i>Tab. 11: Množství regulační energie, užitá vlivem výskytu DFD při navržených řešeních [8] .....</i>	<i>78</i>

## SEZNAM SYMBOLŮ

Symbol	Význam	Jednotka
$\delta$	statika primární regulace	(%)
$\delta_r$	statika proporcionálního regulátoru otáček	(%)
$\Omega_n$	nominální úhlová rychlost	(s <sup>-1</sup> )
$dt$	časový úsek, za který je provedena požadovaná změna výkonu	(min)
$\Delta f$	změna frekvence	(Hz)
$\Delta f_d$	dynamická odchylka frekvence	(Hz)
$\Delta f_{dmax}$	maximální dynamická odchylka frekvence	(Hz)
$\Delta f_{kv}$	kvazistacionární odchylka frekvence	(Hz)
$\Delta f_{od}$	odchylka frekvence od zadané hodnoty	(Hz)
$f$	frekvence	(Hz)
$f_>$	aktivační frekvenční mez	(Hz)
$f_<$	frekvenční mez	(Hz)
$f_1$	frekvenční mez pro nadfrekvenci	(Hz)
$f_n$	nominální hodnota frekvence	(Hz)
$f_{sítě}$	frekvence v síti	(Hz)
$J$	moment setrvačnosti	(kg.m <sup>2</sup> )
$K$	parametr regulátoru (K-faktor), který je teoreticky roven výkonovému číslu regulační oblasti	(-)
$K_g$	výkonové číslo generátoru	(MW/Hz)
$K_{gv}$	výsledné výkonové číslo ekvivalentního generátoru	(MW/Hz)
$k_g$	výkonové číslo generátoru v poměrných jednotkách	(-)
$K_p$	výkonové číslo soustrojí – zesílení primární regulace	(MW/Hz)
$K_s$	výkonové číslo soustavy	(MW/Hz)
$K_{sys}$	výkonové číslo systému	(MW/Hz)
$\Delta P$	redukovaný výkon	(W)
$\Delta P_G$	požadovaná změna výkonu	(W)
$\Delta P_g$	požadovaná změna výkonu generátoru	(W)
$\Delta P_{pož}$	požadovaná změna výkonu bloku	(MW)
$\Delta P_{před}$	odchylka předávaných výkonů od plánované hodnoty	(MW)
$\Delta P_s$	odchylka salda	(W)

$\Delta P_z$	velikost zatížení při jmenovité hodnotě kmitočtu	(W)
$P_0$	původní hodnota dodávaného výkonu	(W)
$P_1$	nová hodnota dodávaného výkonu	(W)
$P$	činný výkon	(W)
$P_A$	dostupný činný výkon	(W)
$P_m$	nepřetržitě dodávaný výkon	(W)
$P_M$	skutečný střídavý výkon v okamžiku dosažení $f_2$	(W)
$P_{max}$	maximální činný výkon	(W)
$P_n$	nominální výkon bloku	(MW)
$P_{netto}$	maximální netto nouzový výkon	(W)
$P_{Nom,SG,n}$	jmenovitý výkon každého synchronního generátoru	(W)
$P_{Gn}$	jmenovité zatížení generátoru	(W)
$P_{gn}$	celkový výkon všech generátorů	(W)
$P_{zat}$	zatížení sítě	(W)
$S_a$	celková akumulace v časovém okamžiku $t$	(-)
$S_s$	celkový součet spotřeby v časovém okamžiku $t$	(-)
$S_v$	celkový součet výroby v časovém okamžiku $t$	(-)
$S_z$	celkové ztráty v časovém okamžiku $t$	(-)
$t$	čas	(h, min)
$T_{A,SG,n}$	časová konstanta zrychlení	(s)
$T_{sys}$	časová konstanta sítě	(s)
$v_p$	rychlost změny výkonu	(MW/min)

**SEZNAM ZKRATEK****Zkratka****Význam**

ACE

Area Control Error

AGC

Automatic Generation Control

BDEW

Německý svaz energetiky a vodního hospodářství

DE

Německo

DFD

Deterministic Frequency Deviation

DS

distribuční soustava

ENTSO-E

European Network of Transmission System Operators

ES

elektrizační soustava

EU

Evropská unie

FVE

fotovoltaický zdroj energie

HDO

hromadné dálkové ovládání

IT

Itálie

kf

korektor frekvence

NN

nízké napětí

OP

ostrovní provoz

OZE

obnovitelné zdroje energie

PS

přenosová soustava

SPD

System protection and dynamics

PpS

podpůrné služby

PPS

provozovatel přenosové soustavy

SR

sekundární regulace

SV

snížení výkonu

SyS

systémové služby

ROP

regulátor ostrovního provozu

RP

regulační pásmo

RR

regulační rozsah

UCTE

Union for the Coordination of the Transmission of Electricity

---

UCTE OH	Union for the Coordination of the Transmission of Electricity Operation Handbook
VT	vyrovnávací trh
VTE	větrná elektrárna

# 1 ÚVOD A CÍL PRÁCE

V posledních desíti letech se v rámci celé synchronně propojené kontinentální Evropy dramaticky zvýšil podíl výroby z decentralizovaných zdrojů. Zvýšením instalovaných výkonů se zvýšil také vliv decentralizovaných zdrojů na provoz a bezpečnost přenosových soustav (PS). Aby v elektrizační soustavě (ES) panovala rovnováha, musí platit základní rovnice následujícího znění: součet dodané energie se musí rovnat součtu odebrané energie a ztrát. V případě nesplnění této rovnice začne docházet k přebytku výkonu a zvyšování frekvence sítě, nebo k nedostatku výkonu a snižování frekvence v síti. Oba tyto stavy jsou nežádoucí a bez zásahu mohou vést postupně až k blackoutu. Aby tato situace nenastala, je každá národní elektroenergetická soustava řízena z dispečinku, který pomocí regulačních energií zajišťuje rovnováhu výkonu. V České republice plní toto poslání společnost ČEPS, a. s.

Významné odchylky frekvence jsou zapříčiněny výskytem závažných nenadálých událostí. Odchylky však mohou být způsobeny také v důsledku současného nastavení pravidel trhu a plánů výroby energetických bloků. Frekvenční odchylky tohoto typu jsou pozorovány především při přechodu obchodní hodiny v ranních hodinách (zvýšení zatížení propojené ES do doby připojení velkého množství výrobních bloků) a ve večerních hodinách (snížení zatížení a odpojení výrobních bloků).

Odchylky frekvence mimo rozmezí 49,9 Hz a 50,1 Hz vznikají velkými rozdíly v zatížení, nebo ve výrobě v propojené ES. Vlivem odchylek frekvence mimo meze  $\pm 200$  mHz byly do poslední doby nepatříčně odstavovány decentralizované zdroje. Zdroje svou činností zvětšovaly odchylku frekvence, čímž zhoršovaly nepřijatelný stav v síti a snižovaly bezpečnost celého propojeného systému. K odstavení docházelo z důvodu špatného nastavení frekvenčního pracovního pásma zdrojů podle staré německé normy VDE. Z uvedených důvodů a také z důvodu stálého rozšiřování decentralizované výroby byla přijata opatření, která mají vliv odstavení zmírnit. S aplikací těchto opatření započaly státy s nejvyšší kapacitou decentralizované výroby.

Práce se soustředí především na problematiku fotovoltaických elektráren (FVE). Jedním z cílů práce je shromáždit data o aplikaci nařízení Evropské komise č. 2016/631 (kodex sítě pro požadavky na připojení výroben k ES), které je obvykle zaneseno v kodexech přenosových a distribučních soustav. Ty jsou odlišné pro každý stát. Dalším prováděným opatřením proti nevyžádanému odstavování FVE je přenastavení starých frekvenčních mezí u již instalovaných FVE (retrofit). Bylo vybráno pět států s významným podílem decentralizované výroby, u kterých byly shromážděny informace o retrofitu a aplikaci nařízení Evropské komise č. 2016/631. Těmito státy jsou Německo, Itálie, Španělsko, Francie a Česká republika. Práce si dále klade za cíl určit vliv působení regulátoru ostrovního provozu (ROP) v České republice ze simulací referenčního výpadku zatížení/výroby s odpojením FVE použitím jednoduzlového modelu.

Dalším z cílů práce je rozebrání problematiky vzniku frekvenčních odchylek, způsobených nepokrytím zatížení spotřebou při přechodu obchodních hodin. Práce si rovněž klade za cíl rozebrat případná řešení a určit jejich míru vlivu k eliminaci frekvenčních odchylek na základě provedených studií.



## 2 REGULACE FREKVENCE V ES

Z důvodu neskladnosti elektřiny musí její výroba probíhat pouze při uskutečnění spotřeby. V každém časovém úseku musí být udržována rovnováha mezi výrobou a spotřebou elektřiny, přičemž platí výkonová rovnice [36]:

$$S_v(t) = S_s(t) + S_z(t) + S_a(t) \quad (2.1)$$

kde:

$S_v$	celkový součet výroby v časovém okamžiku $t$ (-)
$S_s$	celkový součet spotřeby v časovém okamžiku $t$ (-)
$S_z$	celkové ztráty v časovém okamžiku $t$ (-)
$S_a$	celková akumulace v časovém okamžiku $t$ (-)

K udržení bilance je nutné provádět v ES regulace. Regulaci lze uskutečnit buď na straně výroby (regulace změnou výkonu výroby), nebo na straně spotřeby (regulace změnou zatížení). Pro provedení regulace je nutné zajistit dostatek regulačního výkonu, který je jedním z předpokladů spolehlivého provozování ES. Regulačním výkonem jsou kompenzovány poruchy k udržení rovnováhy mezi výrobou a zatížením. Regulační výkon může být poskytnut jak na straně výroby, spotřeby, tak i akumulace [36].

Regulační služby lze v jednoduchosti rozdělit do dvou skupin:

- statické regulační služby – plánované nasazení regulačních výkonů, kdy změny probíhají ve velkých rozsazích výkonů a při malých rychlostech změny;
- dynamické regulační služby – neplánované nasazení regulačních výkonů, kdy změny probíhají ve velkých rychlostech a v malém rozsahu výkonu.

Zařízení poskytující regulační služby je popsáno následujícími parametry:

- rychlost změny výkonu – schopnost změny výkonu za určitý časový úsek;

$$v_p = \frac{\Delta P_G}{dt} \quad (2.2)$$

kde:

$v_p$	rychlost změny výkonu (MW/min)
$\Delta P_G$	požadovaná změna výkonu (MW)
$dt$	časový úsek, za který je požadovaná změna výkonu provedena (min)

- regulační pásmo (RP) – rozsah výkonu, ve kterém je možné regulovat s určitou změnou výkonu;
- regulační rozsah (RR) – rozsah výkonu, ve kterém lze měnit výkon i pomalou rychlostí;
- doba, po kterou může zařízení poskytovat regulační službu.

### 2.1 Regulace na straně spotřeby

V dalších částech se regulací činných výkonů rozumí regulace frekvence.

Regulace na straně spotřeby se nazývá řízení spotřeby elektřiny. Základním předpokladem není omezení spotřeby, ale její usměrnění (motivační opatření). Opatření jsou prováděna prostřednictvím technických prostředků a ekonomických nástrojů. Nejrozšířenějším technickým opatřením je hromadné dálkové ovládání (HDO), které je použito zejména pro řízení spotřeby elektrotepelných spotřebičů. Pomocí HDO je umožněno přizpůsobení těchto spotřebičů možnostem ES a ekonomickým potřebám distribuční soustavy (DS). Dalším z opatření jsou ekonomická opatření, která využívají tarifování elektřiny (cena elektřiny není jednotná v průběhu diagramu zatížení, ale je rozdělena do tarifních pásem). Tarify zvýhodňují odběr v období, kdy je to výhodné pro celou ES. Prostředky pro řízení spotřeby lze rozdělit na [36]:

- přímé – HDO, akumulátory, prostředky používané ve stavech nouze a poruchových stavech (regulační a vypínací plán, automatické frekvenční odlehčování podle frekvenčního plánu, jiné zajištěné prostředky);
- nepřímé – program úspory energie a zlepšení účinnosti elektrických spotřebičů a systémy tarifů za elektřinu.

### 2.1.1 HDO

HDO bylo původně navrženo s úmyslem cenově zvýhodnit odběr elektrické energie zákazníků v době, kdy výroba převyšovala odběr elektrické energie. Cenové zvýhodnění vedlo k častějšímu použití akumulčních elektrotepelných spotřebičů (nabíjení v době nočního přebytku elektřiny). Rozšíření těchto spotřebičů vedlo ke zhoršení tvaru diagramu zatížení dané oblasti vlivem soudobosti začátku nabíjení a bylo příčinou vzniku nočního špičkového zatížení, které v určitých oblastech převyšovalo denní maximální zatížení. Proto se začalo používat frekvenční spínání spotřebičů podle potřeb denního diagramu zatížení. Bylo dosaženo snížení poměru maximálního a minimálního zatížení denního diagramu zatížení a byla zvýšena doba využití maxima v lednu [36].

### 2.1.2 Akumulace energie

Akumulací energie je rozuměno uložení energie ve vhodné formě tak, aby byla připravena pro použití ve vhodný čas a v požadované kvalitě a kvantitě. Zařízení pro akumulaci energie je obecně označováno jako akumulátor [36].

Způsoby akumulace elektrické energie lze zjednodušeně rozdělit do následujících kategorií [36]:

- zásoby paliv – zásoby pevných, kapalných nebo plyných paliv;
- akumulace tepelné energie – tento typ akumulace představují tepelné akumulátory, které jsou zastoupeny speciálními zařízeními, nebo běžnými součástmi technologických celků (dlouhé teplovody), které umožňují využít akumulované teplo pro přeměnu na jiný druh energie (obvykle elektrickou);
- chemická nebo elektrochemická akumulace – akumulace elektřiny ve formě chemické energie, které je využito v chemických bateriích nebo akumulátorech. Akumulátory jsou založeny na principu přeměny elektrické energie na chemickou, kterou je možné přeměnit zpět na energii elektrickou;
  - mechanická akumulace – využívá potenciální nebo kinetickou energii v zařízeních k přeměně na jinou vhodnější formu pro praktické využití. Způsoby využití v elektroenergetice:
    - akumulční vodní elektrárny;

- přečerpávací vodní elektrárny;
- setrvačníky.

## 2.2 Regulace na straně výroby

Bilance ES je vyrovnávána elektrárenskými zdroji v rozsahu RR a RP, které jsou využívány pro regulaci frekvence v síti. Tato regulace je prováděna obvykle ve třech stupních [36]:

1. Primární – automatické přizpůsobení výkonů zdrojů požadovanému zatížení.
2. Sekundární – vyrovnání frekvence na jmenovitou hodnotu 50 Hz.
3. Minutová záloha.

Bližší informace jsou obsaženy v kapitole 3.1.

## 2.3 Změny frekvence v ES

Změna frekvence může být způsobena na straně dodávky, nebo na straně spotřeby.

### 2.3.1 Změna frekvence na straně dodávky

Ke změně frekvence dojde, pokud se vyskytne porucha v plánované výrobě elektřiny, a není tak dodána předem nasmlouvaná hodnota výkonu mezi výrobcí a odběrateli. Dělení poruch:

- porucha na výrobním zařízení (elektrárně) – vede k narušení bilance výkonů a k následnému působení regulačních procesů na elektrárnách, které vedou k obnovení bilance;
- porucha na rozvodném zařízení – vede ke změně zapojení v soustavě.

Soustava je navrhovaná podle kritéria N-1, kdy nesmí jakýkoliv výpadek jednoho z N prvků narušit jmenovitý provoz ES. Zvláštním případem je systémová porucha, která je vždy doprovázena omezením spotřeby a výroby (výpadky) a zpravidla vede k rozdělení soustavy na ostrovy s následným působením obranných mechanismů, jako je např. frekvenční odlehčování [36].

### 2.3.2 Změna frekvence na straně spotřeby

Změna frekvence probíhá vlivem pomalých změn zátěže (0,5–3,5 %/min.) diagramu zatížení. Změny frekvence mohou být dále způsobeny náhodnými změnami vlivem zapínacích/vypínacích procesů (0,005–0,3 Hz za 1–15 s). Dalším z vlivů působících změnu frekvence je skokové zatížení (0,03 Hz) [27].

Potřebná výkonová záloha zdrojů vyrovnává odchylky pohotového výkonu (který je v daném okamžiku k dispozici) a zatížení od jejich očekávaných hodnot. Odchylky mohou být způsobeny [27]:

- prodloužením naplánované údržby;
- podprůměrnou dostupností vody;
- nadprůměrným výskytem poruch;
- odchylkami od průměrných meteorologických podmínek;
- odchylkami od očekávaného průběhu zatížení.

Pokryvání odchylek provádí provozovatel přenosové soustavy (PPS) koordinací podpůrných služeb.

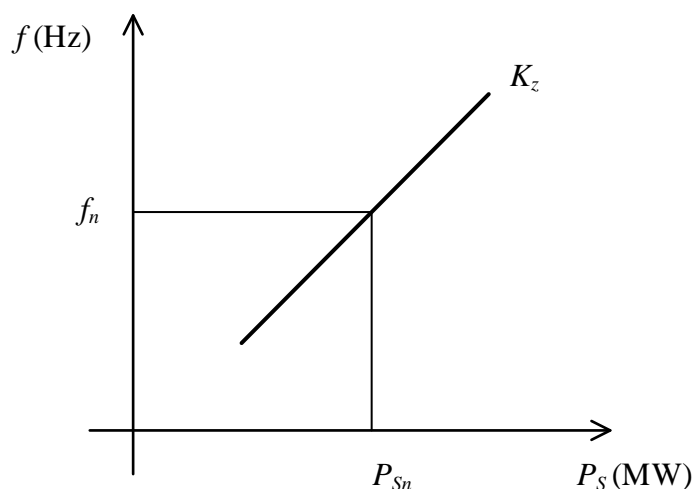
## 2.4 Frekvenční charakteristika zatížení

Charakteristika zatížení určuje vliv frekvence na změnu zatížení v soustavě. Je dána současným působením spotřebičů, jejichž výkon je závislý na frekvenci.

Všechny spotřebiče ES lze rozdělit do tří skupin:

- výkon je nezávislý na frekvenci (odporová zátěž);
- výkon je závislý lineárně na frekvenci (obráběcí stroje, dopravní prostředky, čerpadla);
- výkon je závislý na  $n$ -té mocnině změny frekvence (ventilátory).

Frekvenční charakteristika může být linearizovaná v pracovní oblasti, taková frekvenční charakteristika je uvedena na Obr. 1 [27].



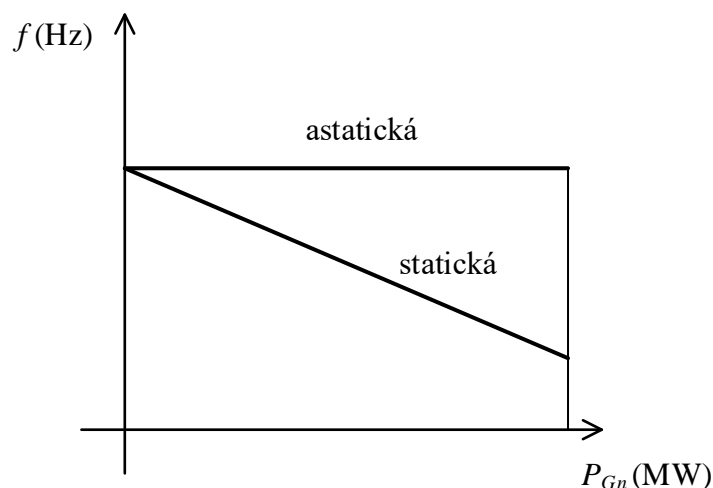
Obr. 1: Frekvenční charakteristika zatížení [27]

## 2.5 Frekvenční charakteristika generátoru

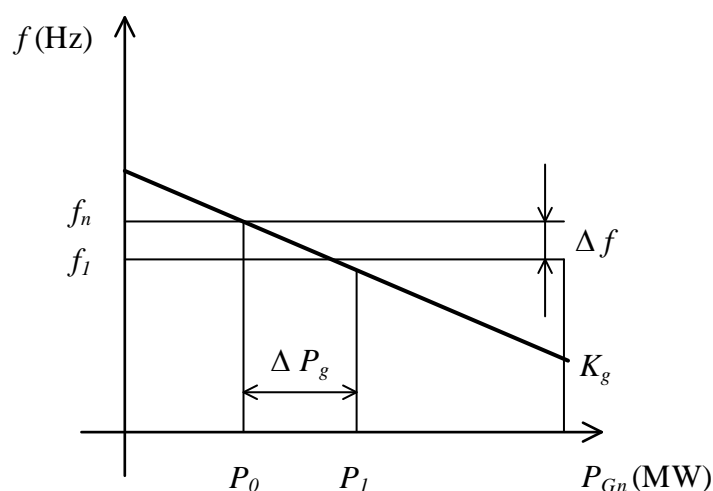
K regulaci odchylek frekvence slouží regulátory rychlosti turbín. Regulace je určena charakteristikou regulátoru (frekvenční charakteristikou generátoru na Obr. 2), která může být dvojího typu – astatická nebo statická [27].

Pokud by se generátor reguloval podle astatické charakteristiky, bylo by dosaženo jmenovité frekvence ihned, což zajišťuje rychlé vyregulování odchylek frekvence. Avšak při paralelní spolupráci nezabývá jednoznačností rozdělení výkonů mezi jednotlivé stroje. Proto se v praxi nepoužívá [27].

Princip regulace lze vidět na Obr. 2. Při změně jmenovité hodnoty frekvence  $f_n$  na hodnotu  $f_l$  je automaticky zvýšena výroba generátoru z  $P_0$  na  $P_l$ . Při dalším případném snížení frekvence bude výkon generátoru zvyšován až do jmenovité hodnoty výkonu  $P_{Gn}$  [27].



Obr. 2: Astatická a statická frekvenční charakteristika generátoru [27]



Obr. 3: Statická frekvenční charakteristika generátoru [27]

Rozdíl kmitočtu mezi chodem naprázdno a jmenovitým zatížením je nazýván nerovnoměrností a bývá určován pomocí výkonového čísla generátoru. Výkonové číslo generátoru udává velikost změny zatížení generátoru při změně kmitočtu o 1 Hz.

$$K_g = -\frac{\Delta P_g}{\Delta f} \quad (2.3)$$

kde:

$K_g$  výkonové číslo generátoru (MW/Hz)

$\Delta P_g$  změna zatížení generátoru (W)

$\Delta f$  změna frekvence (Hz)

Někdy se užívá výkonový součinitel generátoru, který je podílem poměrné změny zatížení k poměrné změně kmitočtu.

$$k_g = -\frac{\Delta P_g \cdot f_n}{P_{Gn} \cdot \Delta f} = K_g \cdot \frac{f_n}{P_{Gn}} \quad (2.4)$$

kde:

$k_g$  výkonové číslo generátoru v poměrných jednotkách (-)

$P_{Gn}$  jmenovité zatížení generátoru (W)

$f_n$  jmenovitá hodnota frekvence (Hz)

V ES spolupracuje více generátorů. Pro celkovou změnu zatížení generátoru pak platí rovnice:

$$\Delta P_g = -\Delta f \cdot \sum_{i=1}^m K_{gi} = -\Delta f \cdot K_{gv} \quad (2.5)$$

kde:

$K_{gv}$  výsledné výkonové číslo ekvivalentního generátoru (MW/Hz)

Výsledné výkonové číslo je součtem výkonových čísel generátorů. Při rostoucím počtu generátorů, pracujících v ES, roste zároveň i výsledné  $K_{gv}$  a dochází k menším odchylkám frekvence pro  $\Delta P_g = \text{konst.}$  [18].

Celková změna zatížení je rozdělena mezi jednotlivé generátory v poměru podle jejich výkonových čísel. Generátor s nejvyšším výkonovým číslem převezme větší změnu zatížení než generátor s menším výkonovým číslem. Generátor s astatickou charakteristikou  $K_g \rightarrow \infty$  by převzal celou změnu výkonu  $\Delta P_g$ . Výsledný výkonový součinitel lze určit z rovnice 2.6 [18].

$$K_{gi} = \frac{k_{gi} \cdot P_{gni}}{f_n} \quad (2.6)$$

kde:

$P_{gn}$  celkový jmenovitý výkon všech generátorů (W)

$$P_{gn} = \sum_{i=1}^m P_{gni} \quad (2.7)$$

Dosazením rovnice 2.4 do rovnice 2.5 lze získat celkovou změnu zatížení všech generátorů:

$$\Delta P_g = \frac{-\Delta f}{f_n} \cdot \sum_{i=1}^m k_{gi} \cdot P_{gni} = \frac{-\Delta f}{f_n} \cdot P_{gn} \cdot \frac{\sum_{i=1}^m k_{gi} \cdot P_{gni}}{P_{gn}} = \frac{-\Delta f}{f_n} \cdot P_{gn} \cdot k_{gv} \quad (2.8)$$

Výsledný výkonový součinitel lze vyjádřit z rovnice 2.10

$$k_{gv} = \frac{\sum_{i=1}^m k_{gi} \cdot P_{gni}}{P_{gn}} \quad (2.9)$$

## 2.6 Statická charakteristika ES

Nastane-li změna frekvence, změní se současně výroba i spotřeba. Podle rovnice 2.5 se projeví zmenšení kmitočtu o  $\Delta f$  na straně výroby přírůstkem výkonu o  $\Delta P_g$ , ale zatížení poklesne o  $\Delta P_z$ , jak je zobrazeno na Obr. 4.

Na Obr. 4 je v bodě 1 naznačen stav sítě při jmenovitém kmitočtu  $f_n$  a zatížení  $P_{g1}$ . Jestliže dojde v síti ke změně zatížení o  $\Delta P$ , přebere celou změnu zatížení generátor podle statické charakteristiky generátoru  $K_{gv}$  (pokud zatížení nebylo závislé na frekvenci). Frekvence by se ustálila v bodě 2'. Popsanému jevu odpovídá rovnice (2.3) [18].

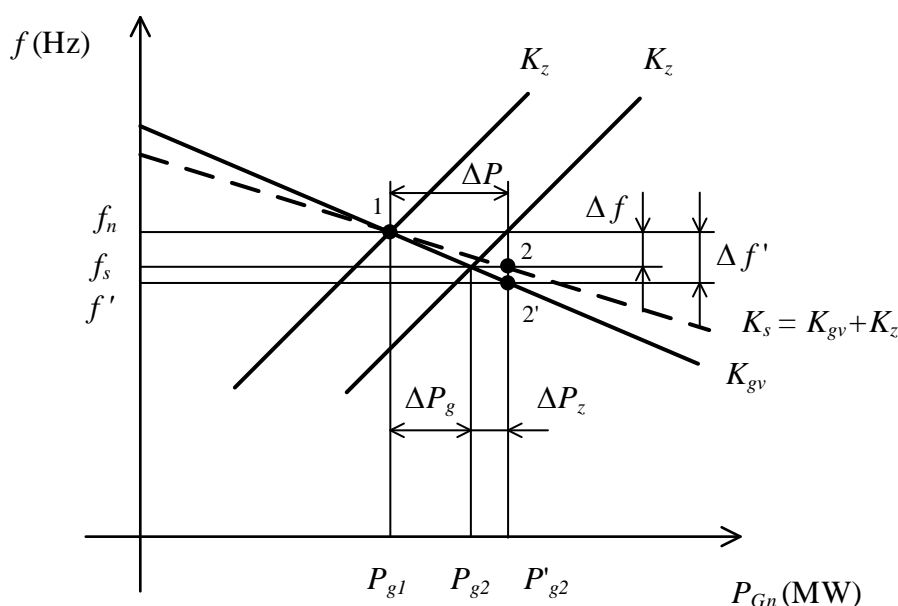
Při poklesu frekvence v reálné ES je sníženo i zatížení soustavy. Tato vlastnost zatížení je velmi užitečná, protože při snížení kmitočtu odlehčuje soustavu, což přispívá příznivě ke stabilitě chodu [18].

Celková změna zatížení  $\Delta P$  je pokryta přírůstkem výroby o  $\Delta P_g$  a vlivem poklesu zatížení  $\Delta P_z$ .

$$\Delta P = \Delta P_g + (-\Delta P_z) = -\Delta f \cdot K_{gv} - \Delta f \cdot K_z = -\Delta f \cdot K_s \quad (2.10)$$

kde:

$$K_s = K_{gv} + K_z \quad \text{výkonové číslo soustavy (MW/Hz)}$$



Obr. 4: Statická charakteristika ES [18]

Čárkovaná křivka se sklonem  $K_s$ , naznačená na Obr. 4, má menší sklon než frekvenční charakteristika generátoru  $K_{gv}$ . Vlivem toho je pokles kmitočtu menší (místo  $\Delta f'$  pouze o hodnotu  $\Delta f$ ), což je způsobeno frekvenční závislostí zatížení, které pomocí samoregulačního účinku pomáhá zmenšit kolísání frekvence [18].

Výkonové číslo soustavy  $K_s$  je důležitou veličinou, popisující změnu frekvence se zatížením v ES. Výkonové číslo je nejčastěji zjišťováno odpojením určitého množství zatížení a měřením vyvolané změny frekvence [18].

Rovnice 2.10 je často upravována do tvaru:

$$\Delta P_z = k_z \cdot P_{zn} \cdot \frac{\Delta f}{f_n} \quad (2.11)$$

kde:

$\Delta P_z$                       velikost zatížení při jmenovité hodnotě kmitočtu (W)



### 3 SYSTÉMOVÉ SLUŽBY

Systémové služby (SyS) jsou potřebné k zajištění bezpečného provozování ES a k udržení kvality a spolehlivosti dodávky elektřiny. SyS jsou zajišťovány PPS, který definuje základní rozdělení služeb [42]:

- udržení výkonové rovnováhy v reálném čase – je využívána sekundární regulace  $f$  a  $P$ , minutová záloha výkonu;
- udržení kvality elektřiny (regulace  $f/P$ ,  $U/Q$ );
- obnovu provozu – je využíván plán obnovy s podpůrnými službami, ostrovní provoz a start ze tmy;
- dispečerské řízení – zajišťuje bezpečnost provozu pomocí plánu obrany a provozních instrukcí, řídí toky činných výkonů pomocí zapojení sítě, redispečinku a obchodu.

#### 3.1 Podpůrné služby

Podpůrné služby (PpS) jsou prostředky pro zajištění systémových služeb. PpS jsou definovány jako činnosti fyzických nebo právnických osob pro zajištění provozování ES a dodržení požadované kvality a spolehlivosti dodávky elektřiny. Pomocí podpůrných služeb lze korigovat rozdíly mezi vyrobeným a spotřebovaným výkonem pomocí změny výkonů výroby. Nabízení PpS se týká všech zdrojů připojených do ES, ale není povinné. PpS lze nabízet po splnění technických a obchodních podmínek, stanovených v [11]. Výběr poskytovatelů PpS je prováděn na základě otevřeného a nediskriminačního přístupu ke všem uživatelům ES [34].

##### 3.1.1 Primární regulace

Primární regulace je automatická lokální regulace frekvence, která je prováděna přesnou změnou výkonu elektrárenského bloku v závislosti na odchylce frekvence od zadané hodnoty. Velikost změny výkonu v závislosti na odchylce frekvence sítě je určena statikou primární regulace frekvence. Pro tuto regulaci je vyčleněna primární regulační záloha v rámci každého výkonového bloku. Její velikost je závislá na technologických vlastnostech bloku a na požadavcích PPS. Požadovaná regulační záloha musí být aktivována do 30 sekund od okamžiku vzniku výkonové nerovnováhy. U menších výpadků o velikosti do poloviny celkového množství primární regulační rezervy pak do 15 s. Maximální rezervovaná velikost výkonu je aktivována při  $\Delta f = \pm 200$  mHz od zadané hodnoty (platí pro bloky do 300 MW) a pro bloky nad 300 MW se uvažuje při změně  $\Delta f = \pm 100$  mHz od zadané hodnoty frekvence. Maximální velikost zálohy primární regulace je stanovena na 10 MW na jeden elektrárenský blok (z důvodu omezení vlivu výpadků elektrárenských bloků poskytujících podpůrné služby) [11].

Primární regulace v globálním měřítku funguje na principu solidarity, kdy se v prvních okamžicích podílí na pokrývání výkonové nerovnováhy všechny zdroje zapojené do ES, které pracují v režimu primární regulace. Pro zaručení principu solidarity musí zůstat výkonová čísla různých regulačních oblastí konstantní, aby nedošlo k ovlivnění ostatních regulačních oblastí nevhodným způsobem, hlavně při malých kvazistacionárních frekvenčních odchylkách. Každá země má stanovenou svou regulační rezervu, která v celkovém součtu dává 3 000 MW [27].

Výkonové číslo soustavy lze vypočítat podle následujícího vztahu:

$$K_s = \frac{\Delta P}{\Delta f} \quad (3.1)$$

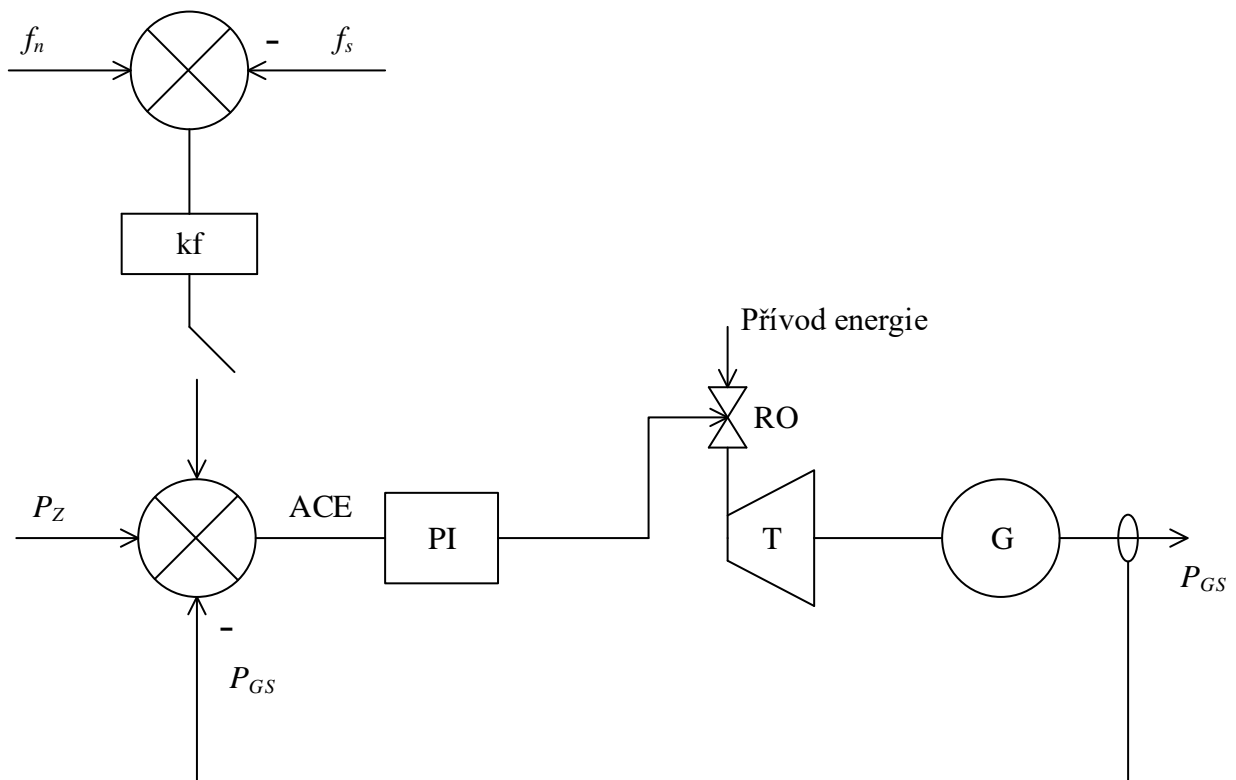
Výkonové číslo se musí udržovat konstantní pokud možno v celém frekvenčním pásmu  $\pm 200$  mHz a je závislé na nasazení výrobních bloků do primární regulace [27].

Požadovanou změnu výkonu lze vypočítat dle vztahu:

$$\Delta P_{pož} = -\frac{100}{\delta} \cdot \frac{P_n}{f_n} \cdot \Delta f_{od} \quad (3.2)$$

kde:

$\Delta P_{pož}$	požadovaná změna výkonu bloku (MW)
$P_n$	nominální výkon bloku (MW)
$\Delta f_{od}$	odchylka frekvence od zadané hodnoty (Hz)
$\delta$	statika primární regulace (%)
$f_n$	jmenovitá hodnota frekvence (obvykle 50 Hz)



Obr. 5: Principiální schéma primární regulace turbogenerátoru [38]

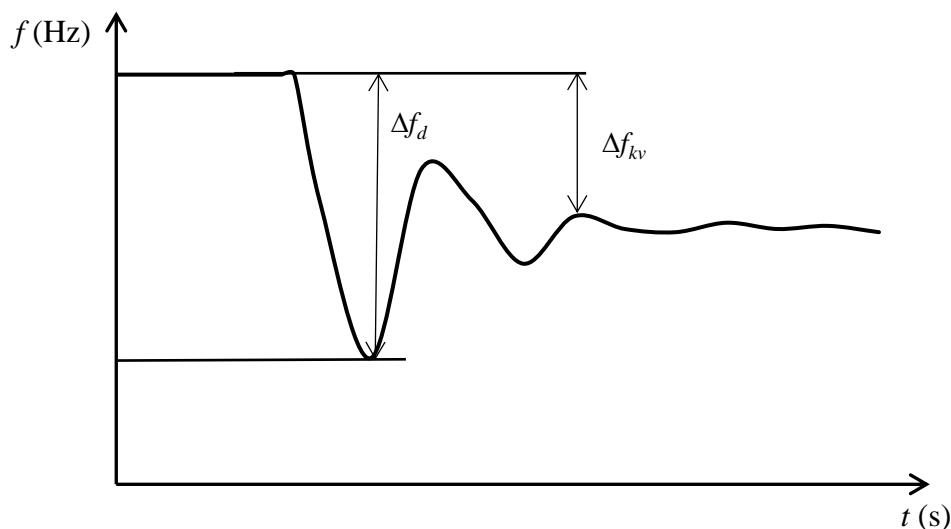
Primární regulace činného výkonu je realizována přivedením rozdílu skutečné hodnoty frekvence  $f_s$  a jmenovité hodnoty frekvence  $f_n$  z korektoru frekvence (kf) do součtového regulátoru výkonu. V součtovém regulátoru je spočtená hodnota ACE, která je přivedena přes proporcio-integrační člen do regulátoru turbíny (RO), který podle potřeby mění výkon pomocí regulačního

ventilu. Na výstupu z generátoru je snímána hodnota výkonu a je přivedena zpět do součtového regulátoru, jako je blokově znázorněno na Obr. 5 [27].

Když nastane nerovnováha mezi výrobou a spotřebou, je frekvence stabilizována díky proporcionálnímu charakteru na tzv. kvazistacionární hodnotě  $\Delta f_{kv}$ , která se odlišuje od požadované hodnoty, jak naznačuje Obr. 6. Odchylka frekvence je potřebná pro činnost proporcionální regulace. Ve stabilním provozu je náhlý výpadek ve výrobě definován maximální hodnotou 3 000 MW a nesmí způsobit přechodný pokles frekvence o  $\Delta f_d$ , aby nedošlo k frekvenčnímu odlehčování zátěže ( $\Delta f_{dmax} = -800$  mHz). Kvazistacionární hodnota  $\Delta f_{kv}$  nesmí kromě toho překročit svou maximální hodnotu (200 mHz). Při zvýšení frekvence není potřeba určovat maximální hodnotu  $\Delta f_d$  [27].

Velikost dynamické odchylky frekvence je závislá na [27]:

- amplitudě a časovém průběhu změny výkonu, který způsobí nerovnováhu výroby/spotřeby;
- rotující hmotě turbogenerátorů v soustavě;
- počtu strojů, zařazených do primární regulace;
- rozsahu primární rezervy a jejího rozdělení na turbogenerátory;
- dynamickém chování turbogenerátorů;
- dynamickém chování zatížení – efekt samoregulace zatížení.



Obr. 6: Dynamická a kvazistacionární odchylka frekvence [27]

Velikost kvazistacionární odchylky frekvence je závislá na [27]:

- amplitudě poruchy;
- výkonovém čísle soustavy.

Po dosažení rovnováhy primární regulací v propojené ES jsou rozdílná skutečná salda jednotlivých oblastí ES od dohodnutých hodnot. Primární regulace po vzniku poruchy pracuje ve všech regulačních oblastech na veškerých turbogenerátorech, které jsou do primární regulace připojené s tím, že jejich činnost je závislá na změně frekvence [27].

### 3.1.2 Sekundární regulace

Po vyregulování změny výroby (nebo po zatížení pomocí primární regulace v propojené soustavě) zůstává kvazistacionární odchylka frekvence  $\Delta f_{kv}$  vzhledem k požadované hodnotě a odchylka salda  $\Delta P_s$  mezi jednotlivými regulačními oblastmi. Sekundární regulace (SR) činného výkonu při poruchách uvádí frekvenci na požadovanou hodnotu, stejně tak i přeshraniční výměnu (saldo). V normálním provozu udržuje SR rovnováhu mezi výrobou a spotřebou, tak jako systémovou frekvenci v každé regulační oblasti.

SR využívá centrální automatickou regulaci výroby, která upravuje hodnoty činných výkonů výrobních bloků. Sekundární regulace vychází ze sekundární regulační rezervy, která je řízena automaticky. V každé oblasti musí být regulační odchylka (ACE – Area Control Error) neustále udržována nejlépe na nulové hodnotě. Při procesu vyrovnávání výkonové nerovnováhy by měla SR  $f$  a  $P$  obnovit zadané hodnoty frekvence do 15 minut od okamžiku vzniku výkonové nerovnováhy [38].

#### 3.1.2.1 Centrální regulátor

Sekundární regulace je zajišťována automaticky pomocí sekundárního regulátoru frekvence a předávaných výkonů. Na regulátor jsou připojeny terminály elektráren s bloky, které poskytují sekundární regulaci činného výkonu bloku a terminály v hraničních rozvodnách, které měří předávaný výkon [38].

Odchylka regulátoru ACE se spočítá pomocí vzorce:

$$ACE = \Delta P_{pred} - K \cdot \Delta f_{kv} \quad (3.3)$$

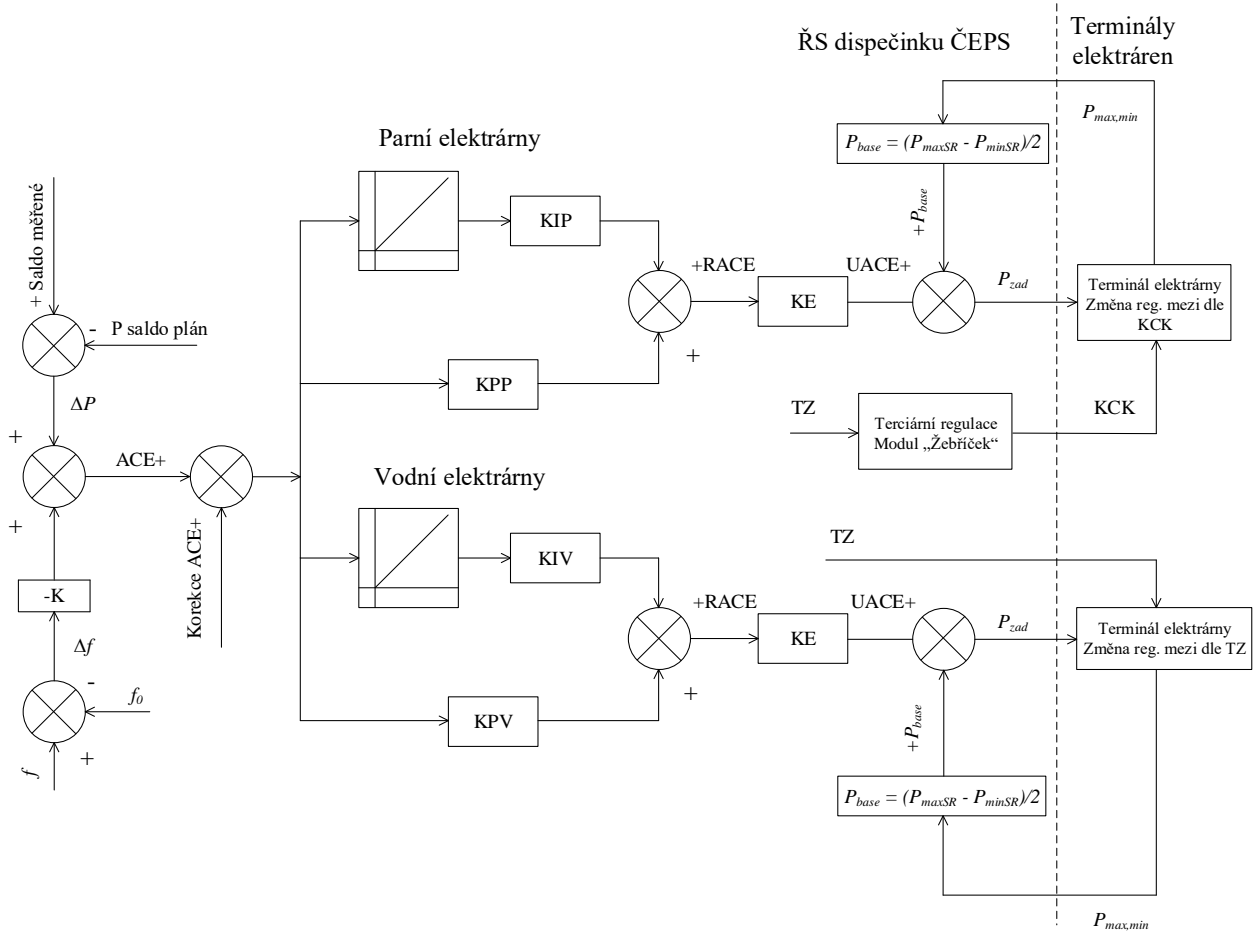
kde:

$\Delta P_{pred}$	odchylka předávaných výkonů od plánované hodnoty – rozdíl součtů okamžitých hodnot toků výkonů po hraničních vedení a plánovaného salda $P$ (MW)
$K$	parametr regulátoru (K-faktor), který je teoreticky roven výkonovému číslu regulační oblasti, a který je určen podobně jako celková primární regulační rezerva v poměru množství vyrobené elektřiny za rok (-)

Sekundární regulátor na Obr. 7 zpracovává regulační odchylku (ACE) ve dvou PI regulátorech odděleně pro vodní a parní elektrárny, jelikož je jejich dynamika rozdílná. Výstupem regulátorů je RACE, která je rozdělena mezi jednotlivé regulační bloky podle participačních koeficientů KE. Participačním faktorem je určen podíl každého regulačního bloku na vyregulování ACE. KE faktor je závislý na [38]:

- rychlosti regulačního rozsahu  $P_{min} - P_{max}$ , který je přenášen z terminálu elektrárny;
- nastavení významnosti 0–100 %, konkrétní nastavení je provedeno obsluhou s ohledem na dynamiku jednotlivých elektráren (dříve byla významnost určena podle nákladových křivek).

Na jednotlivé regulační bloky elektráren je vysílána z řídicího systému ČEPS hodnota výkonu  $P_{zad}$ , která obsahuje podíl na vyregulování regulační odchylky ACE a hodnotu pracovního bodu  $P_{base}$  [38].



Obr. 7: Blokové schéma sekundárního regulátoru [38]

Mezinárodní terminologie definuje pojem AGC („Automatic Generation Control“) jako proces dálkového řízení bloků a určení pracovního bodu. Regulátor  $f$  a  $P$  je založen na principu neintervence, což znamená, že výkonovou nerovnováhu, která se projeví změnou frekvence a odchylkou předávaných výkonů, vyrovnává pouze oblast, kde se odchylka vyskytla. Regulátor nepostížené oblasti neodregulovává odchylku, která vznikla příspěvkem PR [38].

Princip neintervence lze ověřit dosazením do rovnice 3.3 za  $\Delta P$  celkovou změnu výkonů turbín, při zachování znaménkové konvekce (import je s kladným znaménkem). Pro jednoduchost je zanedbán samoregulační efekt zátěže [38].

$$ACE = \sum K_p \cdot \Delta f_{kv} - K \cdot \Delta f_{kv} = \Delta f_{kv} \cdot \left( \sum K_p - K \right) = \Delta f_{kv} \cdot (K_{sys} - K) = 0 \quad (3.4)$$

kde:

$K_p$  výkonové číslo soustrojí – zesílení primární regulace (MW/Hz)

$K_{sys}$  výkonové číslo systému (MW/Hz)

Z rovnice 3.4 lze vyvodit, že při dodržení rovnosti  $K_{sys} = \sum K_p$  nabývá regulační odchylka ACE nulových hodnot [38].

### 3.1.2.2 Podmínky poskytování sekundární regulace

Proces změny hodnoty výkonu regulovaného bloku podle požadavku centrálního regulátoru je nazýván sekundární regulací. Pro poskytování SR je nutné splnit následující požadavky [11]:

- poskytovatel SR bloku musí realizovat regulační zálohu, která je vyčleněná pro SR nejpozději do 10 minut od požadavku regulátoru ČEPS. Regulační rozsah je dvojnásobný než záloha, vyčleněná pro sekundární regulaci. Minimální rychlost změny výkonu bloku je 2 MW/min;
- výkon bloku se musí vždy nacházet v rozsahu aktuálních mezí SR, předávaných terminálem elektrárny do řídicího systému ČEPS. Změna výkonu bloku je provedena na základě rychlosti změny výkonu bloku, kterou předá terminál výroby do řídicího systému ČEPS;
- minimální hodnota poskytované sekundární regulační zálohy na jednom bloku je 10 MW. Maximální hodnota poskytované sekundární regulační zálohy na jednom bloku je 70 MW;
- není striktně určeno, aby byla sekundární regulační záloha poskytována pouze jedním blokem, může tak být rozložena do více bloků. V součtu však musí dát požadovanou velikost sekundární regulační energie;
- okamžité hodnoty mezí pro SR, předávané řídicímu systému ČEPS, musí odpovídat možnostem bloku, okamžitému provoznímu stavu zařízení a musí respektovat možná omezení.

### 3.1.3 Minutová záloha

Minutová záloha je požadovaná změna výkonu (kladná, nebo záporná) na svorkách poskytujícího zařízení. Regulační minutová kladná záloha může být provedena např. zvýšením výkonu bloku, odpojením čerpání (u přečerpávací vodní elektrárny (PVE)) či odpojením odpovídajícího zatížení od ES. Minutovou zálohu mohou poskytovat elektrárenské bloky, které jsou připojeny do ES, a které mohou do  $t$  minut od příkazu dispečinku ČEPS poskytnout sjednanou regulační zálohu. Regulační minutová záporná záloha může být realizována např. snížením výkonu bloku, nebo připojením odpovídajícího zatížení k ES [28].

Minimální velikost regulační zálohy pro  $t = 15$  minut jednoho bloku, případně výroby je 10 MW. Maximální výkon zařízení je 70 MW (pokud není dohodnuto jinak s PPS). Doba deaktivace není omezena [29].

Minimální velikost regulační zálohy pro  $t = 5$  minut jednoho bloku, případně výroby je 30 MW. Maximální výkon určuje ČEPS, a.s. Minimální doba, po kterou musí být garantováno poskytování 5minutové regulační zálohy, je stanovena na 4 hodiny, a to i v případě aktivace této služby na konci intervalu její rezervace [28].

### 3.1.4 Snížení výkonu

Snížení výkonu (SV) poskytují bloky, které jsou schopny do 30 minut od pokynu dispečinku ČEPS snížit výkon o předem sjednanou hodnotu zálohy, nebo docílit plného odstavení, případně nenajetí zdroje [39].

SV je využíváno při významné záporné odchylce v soustavě, která vznikla nedodržením sjednaných diagramů a velikost vzniklé nerovnováhy přesahuje standardní možnosti SR a MZ<sub>t</sub>. Minimální velikost zálohy zajištěné jedním poskytovatelem je 30 MW a minimální doba, po kterou

musí být garantováno využití po aktivaci dispečerem ČEPS, je 24 hodin [39]. Více informací je možné se dozvědět z [12].

### 3.1.5 Schopnost ostrovního provozu

Ostrovní provoz (OP) je definován jako „*schopnost provozu elektrárenského bloku do vydělené části vnější sítě, tzv. ostrova*“. Ostrovní provoz se vyznačuje velkými nároky na regulační schopnost bloku. Schopnost OP je nezbytná k řešení a předcházení stavu nouze, který je definován vyhláškou č. 80/2010 Sb. o stavu nouze v elektroenergetice. Ostrovní provoz bloku se vyznačuje velkými změnami systémových veličin frekvence a napětí (blok pracuje do izolované části soustavy). Elektrárenský blok je automaticky převeden do regulačního režimu při poklesu frekvence pod 49,8 Hz a při vzrůstu frekvence nad 50,2 Hz. Velké nároky na regulaci činného výkonu představují změny zatížení ostrova. Proměnlivostí zatížení jsou vyvolány změny napětí a frekvence, které musí blok řešit autonomní regulací (na rozdíl od paralelního provozu, kdy změny napětí a frekvence řeší systémové služby) [25].

#### 3.1.5.1 Požadavky na schopnosti bloku

1. Přechod do ostrovního provozu bloku – charakterizován obvykle náhlou změnou frekvence a vznikem nerovnováhy v bilanci činného nebo jalového výkonu. Při přechodu do OP je nutné zajistit [25]:
  - změnu režimu regulace bloku na proporcionální regulaci otáček;
  - odpojení dálkové regulace výkonu (odpojení ze SR  $f$  a  $P$ );
  - pokud je to možné, aperiodický a stabilní přechod otáček na novou hodnotu, která je dána hodnotou frekvence v ostrovu a nastavenými parametry otáček. Výkon turbíny je v mezním případě změněn z hodnoty jmenovitého výkonu až k hodnotám vlastní spotřeby;
  - odepnutí bloku od vnější sítě do provozu na vlastní spotřebu (i z jmenovitého napětí), pokud kmitočet vybočí z mezí frekvenčního plánu. Přechod na otáčky při napájení vlastní spotřeby musí být stabilní;
  - přepnutí potřebných regulací bloku do režimu vhodného pro OP.
2. Ostrovní provoz – bloková regulace a technologická zařízení bloku musí zajistit [25]:
  - stabilní paralelní spolupráci s ostatními bloky zapojenými v ostrovu;
  - adekvátní odezvu dodávaného činného a jalového výkonu na změnu frekvence, napětí, a to i při práci s nenominálními parametry napětí a frekvence. Adekvátní odezvou je myšlena tzv. idealizovaná závislost výkonu turbíny  $P_{id}$  na odchylce frekvence  $\Delta f$  po odeznění rychlých elektro-mechanických přechodných jevů:

$$P_{id} = P_0 - \frac{100}{\delta_r} \cdot \frac{P_n}{f_n} \cdot \Delta f \quad (3.5)$$

kde:

$\delta_r$	statika proporcionálního regulátoru otáček (doporučená hodnota je 4 až 8 %)
$P_0$	výkon bloku před přechodem do ostrovního provozu, nebo dohodnutá hodnota daná základním ověřením regulačních orgánů (regulačních ventilů u parních turbín, ovladače paliva u plynových turbín)

a rozváděcího/oběžného kola u vodních turbín) v případě, že obsluha bloku provedla změnu výkonu na pokyn dispečera PS

- dle pokynů dispečera PS měnit dostatečně plynule a jemně otáčky (výkon) soustrojí.

Bloky musí být připraveny na žádost dispečinku ČEPS se zapojit do dálkového řízení v OP a na základě korekce zadané hodnoty otáček, která je zasílána z centrálního regulátoru do terminálu elektrárny, měnit základní otevření regulačních ventilů a to buď automaticky prostřednictvím řídicího systému, nebo ručně zásahy obsluhy [25].

3. Opětovné připojení ostrova k soustavě – blok musí být schopen [25]:

- pracovat v režimu ostrovního provozu minimálně po dobu 2 hodin;
- podle pokynů dispečera PS regulovat frekvenci ostrova dostatečně plynule a jemně tak, aby mohlo dojít k opětovnému přifázování ostrova k propojené soustavě;
- blok musí být schopen připojení k vnější síti při kmitočtu uvedeném ve frekvenčním plánu a svorkovém napětí  $(92 < U < 108) \% U_n$ ;
- v případě, že se blok fází v rozvodně PS, musí být blok schopen přivést napětí po blokovém vedení do této rozvodny.

4. Dostupnost služby – pro kontrolu schopnosti OP poskytovatel této systémové služby provádí periodické certifikační testy. ČEPS může požadovat možnost inspekce připravenosti k plnění této podpůrné služby provedené způsobem, který neovlivní provoz bloku.

### 3.1.6 Schopnost startu ze tmy

Start ze tmy je definován jako schopnost najetí bloku bez pomoci vnějšího zdroje napětí na jmenovité otáčky, dosáhnout jmenovitého napětí, připojení k síti a jejího napájení v ostrovním režimu. Schopnost vybraných bloků startu ze tmy je nezbytná pro obnovení dodávky po úplném, nebo částečném rozpadu sítě a je legislativně podložena vyhláškou č. 80/2010 Sb. o stavu nouze v elektroenergetice a obsahových náležitostech havarijního plánu a je součástí plánu obnovy [25].

#### 3.1.6.1 Požadavky na bloky pro start ze tmy

1. Dodržení postupu – od obdržení pokynu k provedení startu ze tmy jsou provedeny následující kroky [25]:
  - okamžité zahájení postupu najíždění bez použití vnějšího zdroje napětí;
  - podání napětí do nadřazené sítě v požadované kvalitě (velikost, stabilita a frekvence), blok pracuje v regulačním režimu ostrovního provozu;
  - obnovení napájení stanovených částí sítě dle pokynů dispečinku ČEPS;
  - postupné zatěžování ostrova činným výkonem pomocí předem definovaných změn zatížení;
  - provoz ve stanovených výkonových mezích s limitem frekvenčních a napěťových odchylek;
  - opětovné připojení ostrova k soustavě;
  - paralelní provoz se soustavou;
  - další provoz dle pokynů ČEPS.
2. Koordinovatelnost postupu – poskytovaná PpS je v souladu s Plánem obnovy, je kompatibilní s postupy obnovy a s provozními instrukcemi a předpisy dotčených subjektů, tj. výrobců elektrické energie a regionálních distribučních podniků v dané lokalitě.



3. Schopnost ostrovního provozu – vybraný blok pro start ze tmy je schopen pracovat v ostrovním provozu a má platnou certifikační zkoušku PpS.
4. Dostupnost služby – pro kontrolu schopnosti startu ze tmy provádí poskytovatel této PpS periodické certifikační testy. ČEPS má právo požadovat možnost inspekce připravenosti k plnění dané PpS.

### 3.1.7 EregZ

Pod pojmem EregZ je rozuměna přeshraniční dodávka elektřiny, která je uskutečněna na pokyn dispečera. Lze ji pochopit jako speciální druh plánované přeshraniční výměny [25].

Jedná se o negarantovanou dodávku elektřiny (bez nutnosti rezervace přenosových kapacit). O možnosti jejich použití v reálném čase rozhoduje PPS na základě momentální situace v ES. Požadavek na dodávku EregZ vychází od PPS a je adresován smluvnímu poskytovateli. Součástí nabídky poskytovatele musí být parametry dodávky EregZ, a to zejména velikost výkonu, cena a časový interval dodávky. Sousední PPS přenos EregZ povolí, nebo zamítne v závislosti na aktuální situaci v PS. Pokud sousední PPS přenos EregZ povolí, informuje o tom žadacího PPS. V případě povolení si obě PPS odsouhlasí parametry kontraktu a změnu salda, kterou následně nahlásí na CC Brauweiler. Schvalovací proces s nahlášením změny salda na CC Brauweiler musí být ukončen nejpozději 30 minut před plánovanou dodávkou EregZ. Dodávku EregZ lze ukončit vždy na přelomu obchodního intervalu (celá hodina) [25].

## 4 ENTSO-E

ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators) je sdružení 42 provozovatelů přenosových soustav elektřiny, kteří působí v 35 zemích [13]. Sdružení zodpovídá za fungování vnitřního trhu a přeshraničního obchodu. Zajišťuje optimální řízení a rozvoj evropských elektroenergetických přenosových soustav, které spolu koordinují. ENTSO-E tvoří síťové kodexy, závazné dokumenty sekundární legislativy Evropské unie (EU). Toto sdružení provádí pravidelné vyhodnocování bezpečnosti dodávek elektrické energie. Jelikož v posledních desíti letech došlo k poklesu zabezpečení dodávek vlivem nevyžádaného odpojování zdrojů (především z distribuované výroby) při frekvenčních odchylkách v síti, bylo rozhodnuto o retrofitu, aktualizaci kodexu sítě a přijetí náležitých opatření k opětovnému zvýšení bezpečnosti systému.

Pro určení stavu systému se používají klasifikace, které jsou uvedeny v kapitole níže.

### 4.1 Klasifikace stavů systému

Uvedené definice systémových stavů jsou klasifikovány v souvislosti s úrovní rizika zatížení, četností a naléhavostí činností spojených s rizikem šíření [37].

#### 4.1.1 Normální stav

Normálním stavem se rozumí systémový stav, v němž je systém v limitech provozní bezpečnosti v N-1 situacích, a po výskytu jakékoliv nepředvídané události ze seznamu událostí, s přihlédnutím k účinku dostupných nápravných opatření [37].

#### 4.1.2 Výstražný stav

Výstražným stavem se rozumí stav systému, kdy je systém v limitních provozních mezích zabezpečených stavů. Nepředvídané události uvedené v seznamu jsou zajištěny, což znamená, že v případě výskytu nepředvídatelné události nejsou dostatečně dostupná nápravná opatření k udržení normálního stavu [37].

#### 4.1.3 Stav nouze

Stavem nouze se rozumí stav systému, kde jsou porušovány provozní bezpečnostní limity a alespoň jeden z provozních parametrů je mimo příslušný limit [37].

#### 4.1.4 Blackout systému

Blackoutem systému se rozumí stav systému, kde je ukončen provoz části, nebo celé přenosové soustavy [37].

#### 4.1.5 Obnova systému

Obnova systému je systémový stav, ve kterém je cílem všech aktivit v přenosové soustavě obnovit provoz systému a udržovat provozní bezpečnost po blackoutu, nebo po nouzovém stavu [37].

#### 4.1.6 Rozšířená oblast

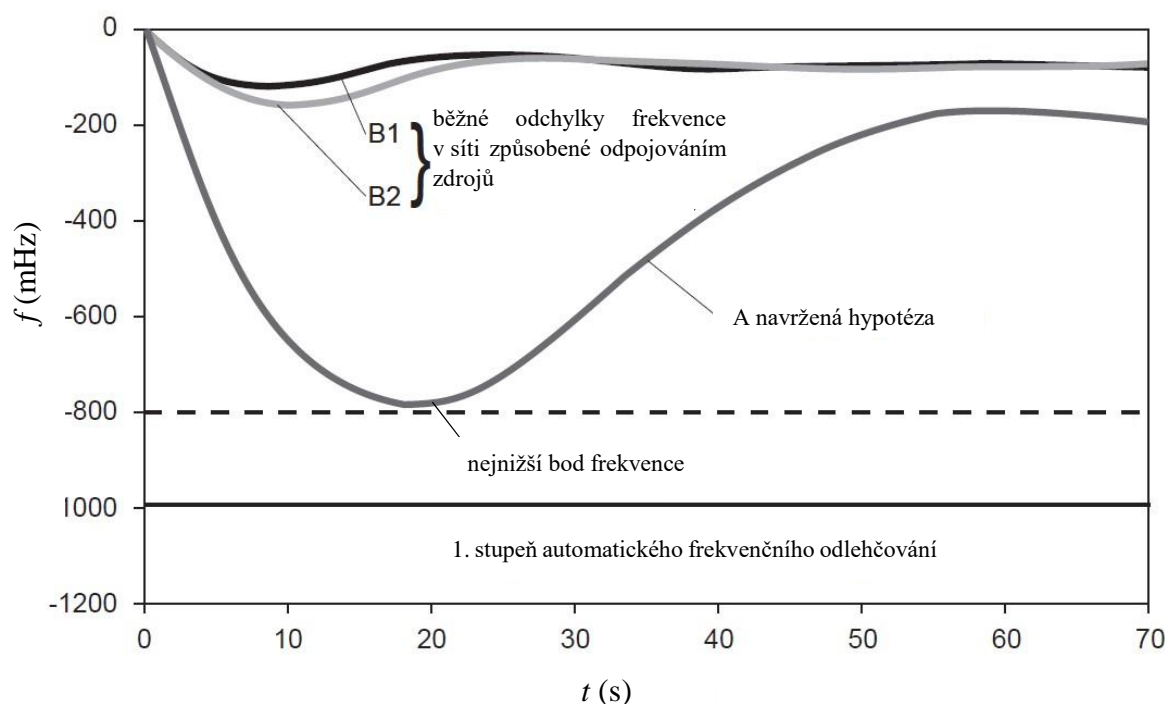
Rozšířenou oblastí se rozumí kvalifikace pohotovostního stavu nouze, nebo blackoutu, pokud existuje riziko šíření do vzájemně propojených přenosových systémů [37].

## 4.2 Normativní událost

Popis odchylek frekvence je odlišný při provozování propojených systémů a ostrovních systémů. To vede k požadavku na různé množství výroby a rychlosti, které jsou zapotřebí pro zajištění vyrovnané bilance a bezporuchového stavu systému. Proto je třeba definovat dvě normativní události pro propojený systém a pro oddělený (ostrovní) systém. Je důležité poznamenat, že pro obnovu napájení systému po výskytu závažné události je velmi důležité vědět, jestli je k dispozici stabilní a silný sousední systém, kdy prostřednictvím propojení může být zmírněna obnova a stabilizace narušené oblasti energetického systému [15].

### 4.2.1 Propojený systém

Normativní událost pro propojený systém kontinentální Evropy lze definovat jako vypnutí dvou největších zdrojů, připojených do stejné uzlové oblasti. Normativní událost definuje požadavek na množství rezervy primární regulace. Tato rezerva byla stanovena na 3 000 MW (viz Obr. 8). Při normativní události a jejím odstraňování není dovoleno použití frekvenčního odlehčování [15].



A odpojení výroby:  $P = 3000 \text{ MW}$ ,  $P_{\text{sitě}} = 150 \text{ GW}$ , samoregulační efekt zátěže  $1 \% / \text{Hz}$

B1 odpojení výroby:  $P = 1300 \text{ MW}$ ,  $P_{\text{sitě}} = 200 \text{ GW}$ , samoregulační efekt zátěže:  $2 \% / \text{Hz}$

B2 odpojení výroby:  $P = 1300 \text{ MW}$ ,  $P_{\text{sitě}} = 200 \text{ GW}$ , samoregulační efekt zátěže:  $1 \% / \text{Hz}$

Obr. 8: Velikost frekvenční odchylky po normativní události v propojeném provozu [15]

### 4.2.2 Ostrovní systém

Při rozdělení propojeného systému vzniká nerovnováha v jednotlivých částech ostrovního provozu. Tato nerovnováha je způsobena nerovnoměrným rozdělením výroby a spotřeby v propojeném systému. Proto musí nutně dojít v každém ostrovním systému co nejdříve k vybilancování [15].

Normativní událost je potřeba definovat především pro určení velikosti a rychlosti přizpůsobovaného zatížení/výroby a také pro určení minimální setrvačnosti. Frekvenční odchylka

ostrovního systému se pohybuje ve stovkách mHz/s. Při poklesu frekvence pod 49 Hz je frekvence stabilizována frekvenčním odlehčením a při nadfrekvenci snížením výkonu výroben [15].

Definice normativní události pro ostrovní systém je složena z [15]:

- maximální nevyváženosti;
- maximální přípustné míry změny frekvence, nebo minimální požadované setrvačnosti, pro kterou je možné ostrovní systém provozovat, aby nevznikl blackout z důvodu frekvenční nestability.

Vzhledem k nemožnému předpovězení vzniků ostrovních systémů není možné vytvořit všeobecný přístup, tudíž se musí ke každé události přistupovat individuálně za použití příslušných předpisů. Proto maximální nevyváženost musí být vyjádřena jako procento zatížení v oblasti vzniku možného ostrovního provozu [15]. Práce je dále soustředěna pouze na normativní událost v propojeném systému.

### 4.3 Setrvačnost systému

Setrvačnost systému je definována pomocí časové konstanty sítě  $T_{sys}$ :

$$T_{sys} = \frac{\sum_1^n T_{A,SG,n} \cdot P_{Nom,SG,n}}{P_{load}} \quad (4.1)$$

kde:

$T_{A,SG,n}$  časová konstanta zrychlení (s)

$P_{Nom,SG,n}$  jmenovitý výkon každého synchronního generátoru v provozu (MW)

$P_{load}$  zatížení systému (MW)

Časová konstanta zrychlení každé výroby je vypočtena:

$$T_{A,SG,n} = \frac{J \cdot \Omega_N^2}{P_{Nom,SG,n}} \quad (4.2)$$

kde:

$J$  moment setrvačnosti ( $\text{kg} \cdot \text{m}^2$ )

$\Omega_N$  nominální úhlová rychlost ( $\text{s}^{-1}$ )

Při uvažování polovičního podílu na celkovém množství výroby ze zdrojů bez synchronního generátoru (zastoupené především FVE) a uvažováním, že druhá polovina celkového množství výroby je zastoupena zdroji se synchronním generátorem a časovou konstantou zrychlení  $T_{Nom,SG} = 10$  s. Po dosazení do vztahů dojdeme k závěru, že výsledná časová konstanta sítě bude snížena na hodnotu  $T_{sys} = 5$  s. Při uvažování výroby pouze ze zdrojů se synchronním generátorem bude časová konstanta sítě  $T_{sys} = 10$  s.

### 4.4 Stav před retrofitem

V důsledku rychlého rozmachu vysokých instalovaných výkonů FVE nebyly ve většině případů nastaveny frekvence odpojení výroben v souladu se standardními limity odpojení, které jsou 47,5 Hz a 51,5 Hz. Nevhodné nastavení frekvenčních limitů se negativně projevovalo především odpojováním při odchylkách frekvence, což podporovalo poruchový stav sítě [15].

Problém s odpojováním FVE o vysokých instalovaných výkonech vedl až k neplnění jednoho ze základních principů bezpečnosti provozování soustavy, a to, že soustava musí reagovat na referenční výpadek o velikosti 3 000 MW bez působení frekvenčního odlehčování. Je třeba připomenout, že systém byl navržen tak, aby vydržel frekvenční odchylky způsobené normativní událostí, která má jako výchozí bod stanovenou frekvenci 50 Hz. Bohužel se v normálním provozu frekvence často odchyluje od této hodnoty, jak je naznačeno na Obr. 8 (případy B1 a B2).

Celou situaci ještě zhoršoval fakt, že v posledních letech byly zaznamenány ve všech synchronních oblastech ENTSO-E významné frekvenční odchylky. Odchylky odpovídaly náhlým změnám díky zavedeným standardizovaným časovým intervalům trhu. Tyto frekvenční odchylky aktivovaly významný podíl primární regulace, který byl z počátku určen především pro velké výpadky výroby či zátěží. Tím se zvyšovala celková pravděpodobnost události, která by přesahovala předpoklady normativní události. Bylo zjištěno, že pravděpodobnost potřeby více než 3 000 MW primární regulace se v posledních 10 letech dramaticky zvýšila. I proto bylo nutné zavést opatření, protože bylo zjištěno, že pravděpodobnost výskytu jedné normativní události se zvýšila z 32,5 roku (v roce 2002) na pravděpodobnost výskytu jedné normativní události za 20,9 roku (v roce 2011) [15].

#### 4.4.1 Lokalizace oblastí nejnáchylnějších k poruše

Nejvíce FVE je připojeno do distribuční soustavy (DS, až 80 %), ty však ohrožují svým nevyžádaným odpojováním od sítě stabilitu přenosové soustavy. Všechny státy s vysokým podílem instalovaných FVE byly vyzvány k retrofitu a k aktualizování svých přenosových a distribučních kodexů. Německo zahájilo svůj retrofit k 1. 1. 2012 a odhadovaná doba realizace byla stanovena na 3 roky. Celkově bylo naplánováno po průzkumu přenastavení 315 000 výroben o výkonu 14 GW (více v [1]). V Itálii začali provádět retrofit a obnovu kodexu sítě ve třetí čtvrtině roku 2011, kde šlo o 11,5 GW instalovaného výkonu rizikových FVE [1].

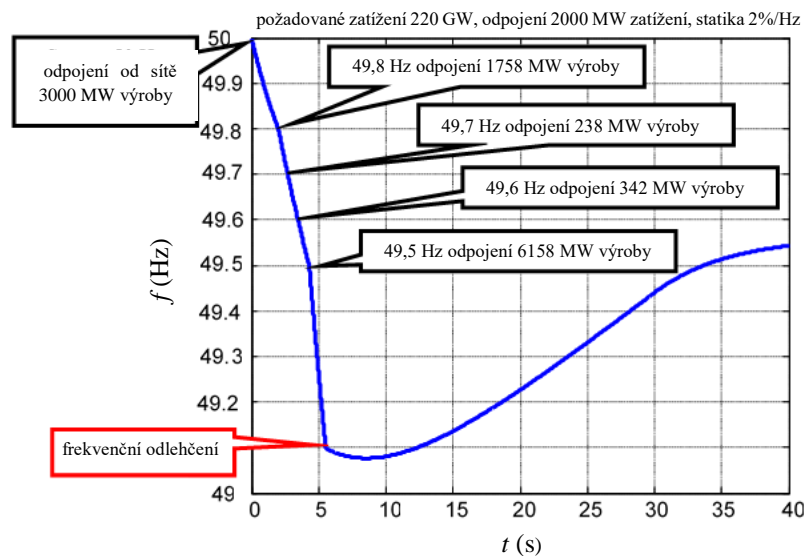
### 4.5 Vliv odpojení bloku na frekvenci

Během normálního provozu (frekvence rovna nominální hodnotě 50 Hz) a výskytu běžného typu nepředvídatelné poruchové události lze očekávat, že se frekvence udrží v rozsahu, kdy není předpoklad k hromadnému odpojování FVE od sítě. Případně tato odpojení nemají vliv na bezpečnost systému. Jako rizikový se jeví stav po mimořádném typu nepředvídatelné události, kdy je odchylka frekvence mnohem vyšší než při běžném typu a může tedy dojít k nekontrolovatelnému odpojení FVE. Tímto odpojením v rozporu s provozním standardem je snížena bezpečnost celého propojeného systému, jelikož kvůli odpojení zdrojů bude frekvence nadále klesat (v nejhorším případě až k frekvenčnímu odlehčení) [10].

V kapitolách níže jsou uvedeny příklady simulací, které byly provedeny během retrofitu a po retrofitu v Německu (DE) a Itálii (IT). Simulace předpokládají odpojování zdrojů při hraničních hodnotách 50,2; 49,8; 49,7; 49,6 a 49,5 Hz. Dále je uvažováno nízké zatížení systému (220 GW), kdy je systém nejvíce náchylný ke spuštění frekvenčního odlehčování při referenčním výpadku zdroje (3 000 MW) a zátěže (2 000 MW).

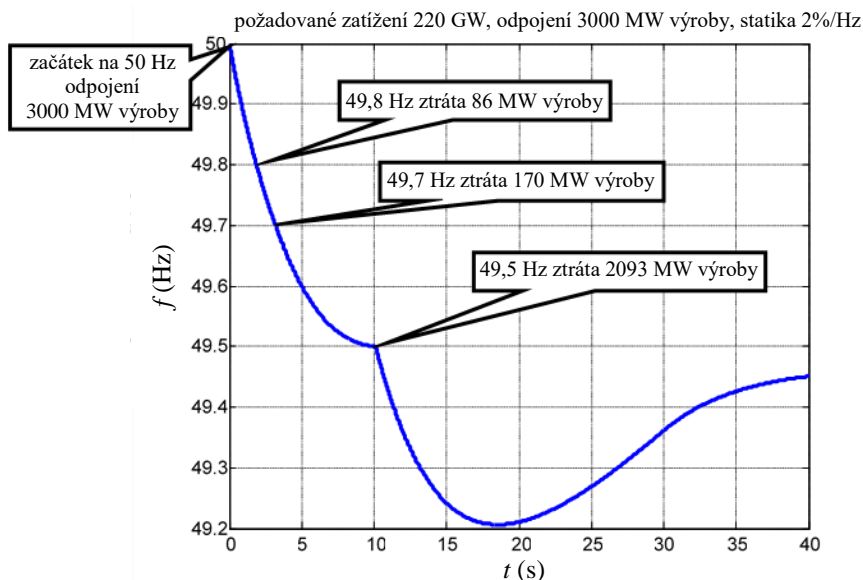
### 4.6 Podfrekvenční odchylka

Při výskytu normativní události (odpojení od sítě 3 000 MW výroby) je třeba čelit velké odchylce kmitočtu. Na Obr. 9 je simulován průběh frekvence při podfrekvenční odchylce po nedostatečném retrofitu provedeném v DE a IT [10].



Obr. 9: Simulace podfrekvence po nedostatečném retrofitu v DE a IT (bez zahrnutí větrných elektráren) [10]

Jakmile se dosáhlo prahové hodnoty frekvence 49,8 Hz, začalo se s kaskádovým odpojováním vysokého počtu výroben. V důsledku odpojení zdrojů bylo dosaženo prvního stupně automatického frekvenčního odlehčování při hodnotách frekvence v mezích 49 – 49,1 Hz. Jak bylo uvedeno v 4.4, je nepřipustné, aby při odpojení 3 000 MW výroby nastalo frekvenční odlehčování. Z tohoto důvodu pokračoval retrofitový program, kdy výsledky simulací po jeho provedení jsou uvedeny na Obr. 10 [9].



Obr. 10: Simulace normativní události po retrofitu v DE a IT [10]

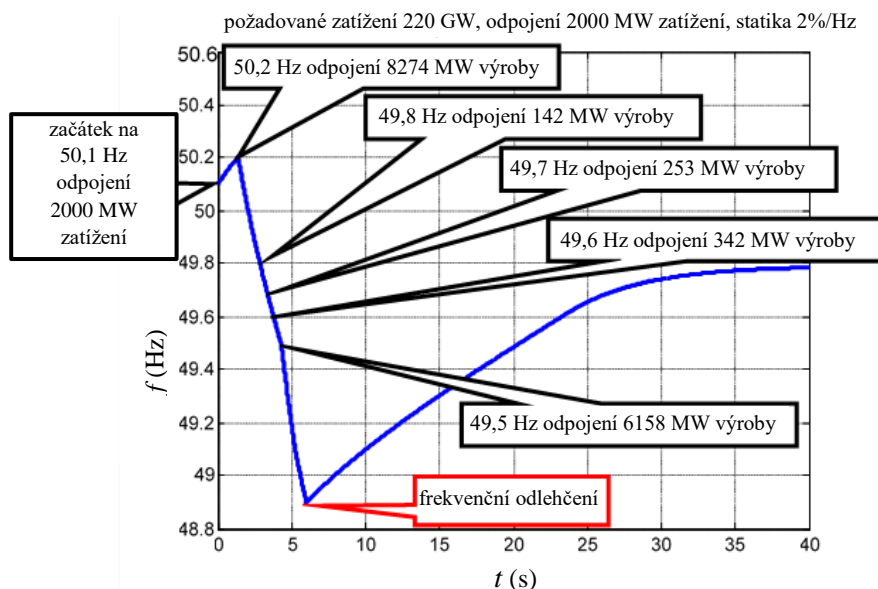
Na Obr. 10 je zobrazeno odpojení 2 350 MW výkonu po provedení retrofitu v DE a IT, což je méně než 3 GW, není tedy překročena hranice normativní události a primární regulace toto odpojení vyreguluje [9].

## 4.7 Nadfrekvenční odchylka

Ze simulací, které byly provedeny v [9] vyplývá, že odpojení 2 GW zatížení způsobí odpojování FVE výroben při výchozí frekvenci 50,1 Hz. Tato odchylka výchozí frekvence může

být způsobena dvěma příčinami, které se v poslední době objevily. První je připojení/odpojení velkého množství FVE ve špičce odběru (ráno/večer). Druhou příčinou je vypnutí stejnosměrného kabelu s přerušením vývodu do jiné ze synchronních oblastí.

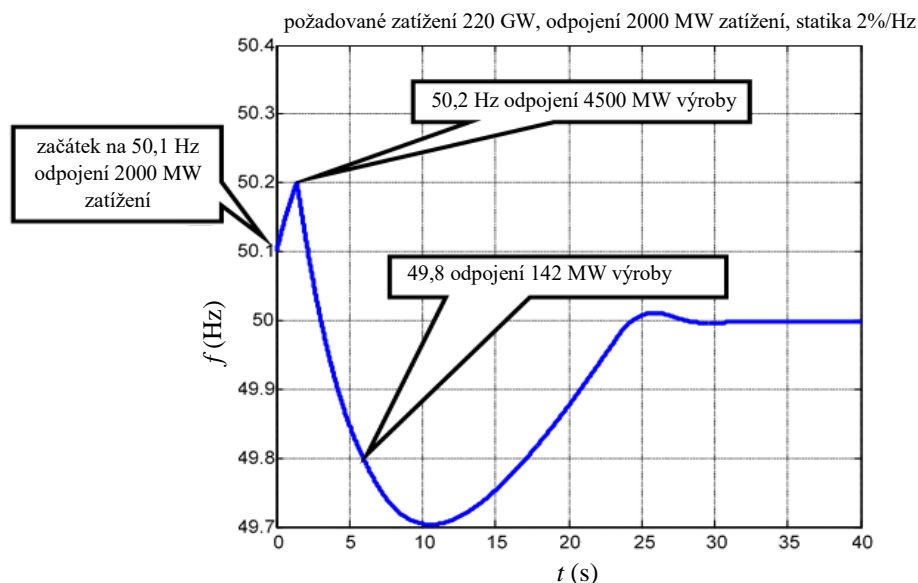
Na Obr. 11 je zřejmé, že hranice 50,2 Hz je dosažena po odpojení 2 GW zatížení. Kvůli ztrátě výroby klesá frekvence. V tomto případě je dopad na systém řízen jen s těžkým zásahem automatického odpojování zátěže [9].



Obr. 11: Simulace nadfrekvence po nedokončeném retrofitu v DE a IT [10]

Aby se zabránilo následujícím kaskádovitým efektům v důsledku dalších odpojení, hodnota frekvence nesmí překročit hraniční hodnotu 49,7 Hz, protože při poklesu pod tuto hodnotu frekvence by ve vypínání následovala další odpojení výroben na nejbližší nižší hranici 49,5 Hz [9].

Pokles frekvence na hodnotu 49,8 Hz způsobuje některá další odpojování, ale velká část těchto odpojení je již aktivována při dosažení frekvence 50,2 Hz, takže je tato mez zahrnuta do potřebných retrofitových programů. Simulace ukazuje, že odchylka frekvence je stabilizována těsně nad 49,7 Hz. Odpojení 4500 MW výroby je maximálním množstvím odpojeného výkonu při dosažení frekvence 50,2 Hz a splnění požadavku, že přes tuto kritickou hranici musí být výrobní řízeny bez dalších odpojování, nebo aktivace frekvenčního odlehčování [9].



Obr. 12: Simulace odpojení 2 GW zatížení po retrofitu v DE a IT [10]

## 4.8 Navrhované opatření

Pro opětovné zvýšení bezpečnosti systému je třeba nastavit hranice odpojení FVE na 47,5 Hz a 51,5 Hz. Pouhé zvýšení primárních regulačních rezerv nelze považovat za alternativu retrofitu, protože nemůže pokrýt všechny situace, ve kterých odchylky dosahují frekvence vyšší než 200 mHz. Například v případě výpadku výroby nastane frekvenční odchylka příliš rychle a primární regulace nestihne zabránit dosažení hodnot frekvence pod 49,8 Hz, čímž vyvolá odpojení neretrofitovaných FVE s nedostatečným nastavením frekvenčních mezí odpojení. Zvýšení primárních rezerv může ovšem být použito jako dočasné řešení, dokud nebude realizován retrofit.

Opatření mají být přijata všemi státy a musí se zajistit, aby nově instalované výroby byly v souladu s požadavky na frekvenční hranice odpojení, stanovené v kodexu sítě, a aby bylo možné obnovit bezpečnost systému a přinést celkovou kvalitu dodávek do stanovených mezí. Země s nejvyšším počtem rozptýlené výroby již zahájily retrofitový program, který musí být rozšířen na všechny státy, které přispívají k riziku blackoutů.

Opatření k provedení retrofitu spočívá především v zavedení frekvenčního limitu odpojování FVE od sítě a možnosti regulovat činný výkon při překročení hranice 50,2 Hz, jak je uvedeno v nařízení komise EU č. 2016/631. Pro omezení nevyžádaného odpojování FVE musí být přijata opatření, která zahrnují harmonizaci právních předpisů, mezinárodních a vnitrostátních pravidel a postupů, pravidel pro připojení FVE a provedení aktualizace kodexů sítí [10]. V následujících kapitolách jsou uvedeny požadavky, které jsou kladeny na FVE a jejich připojení k ES.



## 5 SOUČASNÝ STAV V ČR

V ČR je v současné době instalováno přes 2045,4 MWp (k 1.8.2016) instalovaného výkonu FVE [7]. Jelikož v roce 2015 novelizovaný energetický zákon 486/2000 paragraf §24 v bodě i) definuje, že je povinnost vykoupit energii vyrobenou z obnovitelných zdrojů, není možné za normálního provozního stavu odpojit tyto zdroje od sítě. Jejich výroba může být snížena pouze v případě ohrožení bezpečného a spolehlivého provozu elektrizační soustavy. Stav nouze je definován ve vyhlášce č. 80/2010 Sb. Pokud provozovatel přenosové nebo distribuční soustavy neoprávněně omezí výrobu z obnovitelných zdrojů, je povinen poskytnout příslušnému výrobcí náhradu za neodebranou elektřinu ve výši celkového příjmu výrobce po odečtu nákladů za nevyrobenou elektřinu, kterého by dosáhl při neomezení výroby.

Výrobní je v normálním provozním stavu, když je schopna nepřerušeného provozu a frekvence se nachází v mezích 49 – 51 Hz. V rozsahu kmitočtu 47 – 52 Hz musí být výrobní schopna provozu, dokud nedojde k vypnutí ochranou. Tento rozsah je rozčleněn do přidělených dob provozu, kdy musí být výrobní provozuschopná [35].

V běžném provozu při odchylkách  $\pm 200$  mHz je frekvence udržována primární regulací frekvence a sekundární regulací frekvence  $f$  a  $P$ .

Tab. 1: Rozsahy kmitočtů a dob, při kterých musí zůstat výrobní připojená k síti [35]

Rozsah kmitočtu	Doba provozu Minimální požadavky	Doba provozu Nejpřísnější požadavky
47,0 – 47,5 Hz	není vyžadováno	20 sekund
47,5 – 48,5 Hz	30 minut*	90 minut
48,5 – 49,0 Hz	30 minut*	90 minut*
49,0 – 51,0 Hz	neomezeno	neomezeno
51,0 – 51,5 Hz	30 minut*	90 minut
51,5 – 52,0 Hz	není vyžadováno	15 minut
* S ohledem na právní rámec je možné, že příslušná autorita vyžaduje v některých synchronních oblastech delší doby provozu.		

### 5.1 Požadovaná odezva výkonu na odchylky kmitočtu

Nově byla ustanovena podniková norma PNE 33 3480-8-2, která stanovuje požadavky pro zařízení, která jsou určena k paralelnímu provozu s distribuční sítí. Norma stanovuje požadavky, které jsou blíže popsány v následujících odstavcích a odpovídají nařízení komise Evropské unie č. 2016/631.

#### 5.1.1 Požadovaná odezva výkonu na nadfrekvenci

Výrobní blok musí být schopen aktivovat odezvu činného výkonu na kmitočet v rozmezí programovatelného prahu kmitočtu  $f_{>} = 50,2 - 50,5$  Hz včetně, s nastavitelným poklesem v rozsahu 2 % – 12 %. Měření kmitočtu musí být provedeno s přesností maximálně  $\pm 10$  mHz. Když je aktivována odezva činného výkonu na kmitočet musí být poskytována s přesností  $\pm 10$  % jmenovitého výkonu. Pokles činného výkonu vzhledem ke skutečnému výkonu lze definovat pomocí gradientu činného výkonu vzhledem k referenčnímu kmitočtu. Pokles vyjádřen pomocí gradientu nabývá hodnot 100 % až 16,7 %  $P/Hz$  [35].

Výrobní blok musí aktivovat odezvu na nadfrekvenci s co nejkratší prodlevou, jak jen to je technicky možné, ovšem s reakční dobou maximálně 2 s. Úmyslné zpoždění musí být programovatelné tak, aby umožnilo nastavit krok reakční doby na hodnotu mezi dobou bez zpoždění a 2 s. Úmyslné zpoždění je vyžadováno v oblastech, kde by nezpožděná odezva činného výkonu na kmitočet v případě ostrovního provozu reagovala na jakýkoli výkyv výroby [35].

Nastavení pásma kmitočtu  $f_l$  a úmyslná prodleva jsou stanoveny provozovatelem distribuční sítě. Pokud není k dispozici žádné nastavení, mělo by být použito výchozí nastavení uvedené v Tab. 2.

Při použití odezvy výkonu na nadfrekvenci by měla být mez kmitočtu nastavena na hodnotu 50,2 – 50,5 Hz. Při nastavení prahu kmitočtu  $f_l$  na 52 Hz se tato funkce deaktivuje. Aktivace a deaktivace musí být nastavitelná v provozu [35].

Tab. 2: Standardní nastavení odezvy výkonu na nadfrekvenci [35]

Parametr	Rozsah	Výchozí nastavení
Mez kmitočtu $f_{>}$	50,2 – 52 Hz	50,2 Hz
Pokles	2 % – 12 %	2,4 %
Úmyslné zpoždění	0 s – 2 s	0 s

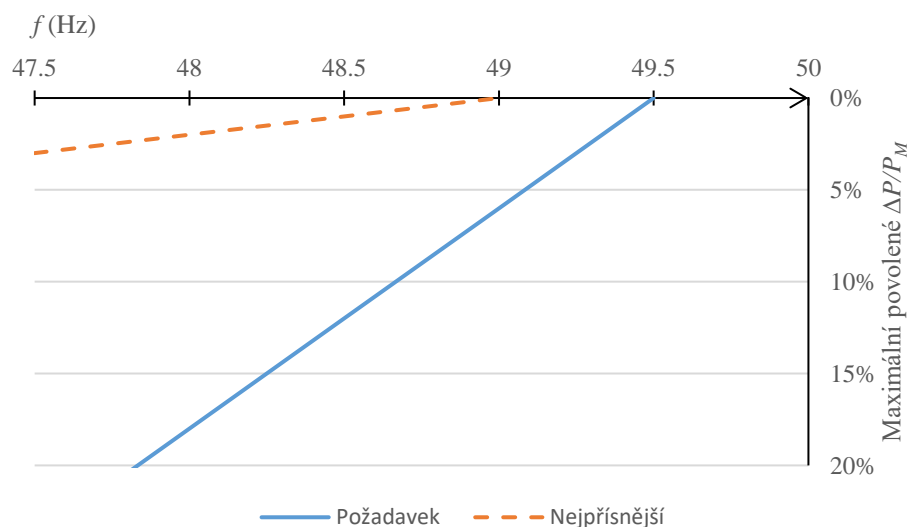
U fotovoltaických výrobních bloků se předpokládá, že umožňují regulaci výkonu v celém rozsahu poklesu [35].

### 5.1.2 Požadovaná odezva výkonu na podfrekvenci

Výrobní blok musí být schopen aktivovat řízení kmitočtu v síti pomocí nárůstu činného výkonu v případě podfrekvence, pokud jsou splněny následující podmínky [35]:

- je provozována při nižším činném výkonu, než je její maximální výkon  $P_{max}$ ;
- je provozována při nižším činném výkonu, než je její dostupný výkon  $P_A$ ;
- napětí v bodě připojení výrobního bloku jsou v rozsahu trvalého provozního napětí. Nicméně, je-li napětí vyšší než 95 %  $U_c$ , jsou provozní proudy výrobního bloku nižší, než je její proudová mez.

Výrobní blok je povinná disponovat schopností aktivace odezvy činného výkonu na kmitočet při prahu kmitočtu  $f_{<}$  v rozmezí 49,8 – 49,5 Hz včetně s poklesem v rozsahu 2 % – 12 % maximálního výkonu  $P_{max}$ . Pokles se vztahuje ke skutečnému střídavému výkonu  $P_M$  v okamžiku, kdy kmitočet dosáhl prahu  $f_{<}$ . Přesnost měření se vyžaduje  $\pm 10$  mHz nebo vyšší [35].



Obr. 13: Požadavek na odezvu výkonu při podfrekvenci [35]

Výrobní blok musí být schopen aktivovat odezvu činného výkonu na podfrekvenci co nejrychleji. Je-li čas nezpožděného kroku odezvy kratší než 2 s, pak je třeba, aby úmyslné zpoždění bylo programovatelné v celém rozsahu. Aby se předešlo odpojení výrobní z důvodu přepětí, příspěvek této odezvy na kmitočet musí být omezen horní mezí provozního rozsahu pro trvalou dodávku napětí. Nastavení prahu kmitočtu  $f_{\leq}$  a pokles jsou stanoveny provozovatelem distribuční sítě, nejsou-li poskytovány, musí být tato funkce deaktivována. Současně se považuje, aby byla místně nastavitelná [35].

### 5.1.3 Požadavky na frekvenční ochrany

Požadavky na frekvenční ochrany a jejich rozsahy definuje podniková norma [35]. Nastavení frekvenčních ochrany je definováno v dalších pododstavcích.

#### 5.1.3.1 Podfrekvenční ochrana

Podfrekvenční ochrana může být použita s dvěma naprosto nezávislými rozsahy, z nichž je možné každý aktivovat. Standardní nastavitelné rozsahy jsou následující:

Podfrekvenční ochrana stupeň 1 [ $81 < S1$ ]:

- mez (47,0 – 50,0 Hz), nastavitelná po krocích 0,1 Hz;
- čas působení (0,1 – 100 s), nastavitelný po krocích 0,1 s.

Podfrekvenční ochrana stupeň 2 [ $81 < S2$ ]:

- mez (47,0 – 50,0 Hz), nastavitelná po krocích 0,1 Hz;
- čas působení (0,1 – 100 s), nastavitelný po krocích 0,1 s.

Ochrana nesmí reagovat na přechodné změny kmitočtu v délce trvání kratší nebo rovné 40 ms. Ochrana musí správně pracovat v rozsahu vstupního napětí 20 %  $U_n$  až 120 %  $U_n$ . Pro napětí menší než 20 %  $U_n$  musí být blokována. K odpojení může dojít pouze na základě podpětí ochrany.

#### 5.1.3.2 Nadfrekvenční ochrana [ $81 >$ ]

Nadfrekvenční ochrana může být použita s dvěma naprosto nezávislými rozsahy, z nichž je možné každý aktivovat. Standardní nastavitelné rozsahy jsou následující:

Nadfrekvenční ochrana stupeň 1 [81 > S1]:

- mez (50,0 – 52,0 Hz), nastavitelná po krocích 0,1 Hz;
- čas působení (0,1 – 5 s), nastavitelný po krocích 0,05 s.

Podfrekvenční ochrana stupeň 2 [81 > S2]:

- mez (50,0 – 52,0 Hz), nastavitelná po krocích 0,1 Hz;
- čas působení (0,1 – 5 s), nastavitelný po krocích 0,05 s.

Ochrana nesmí reagovat na přechodné změny kmitočtu v délce trvání kratší nebo rovné 40 ms. Ochrana musí správně pracovat v rozsahu vstupního napětí 20 %  $U_n$  – 120 %  $U_n$ . Pro napětí menší než 20 %  $U_n$  musí být blokována. K odpojení může dojít pouze na základě podpětové ochrany.

## 5.2 Opatření proti odchylkám frekvence

Při běžném provozu ES, který je charakterizován odchylkami v pásmu  $\pm 200$  mHz, je frekvence udržována pomocí primární a sekundární regulace frekvence  $f$  a  $P$ . Při odchylkách mimo tyto meze určuje opatření frekvenční plán [26].

### 5.2.1 Frekvenční plán

Při poruchách s havarijními frekvencemi (větší než  $50 \pm 0,2$  Hz) určuje opatření příslušná provozní instrukce ČEPS, která rozpracovává zásady uvedené v příloze vyhlášky č. 80/2010 Sb. o stavech nouze. Opatření se týkají jak elektráren vyvedených do PS a DS, tak i uživatelů (frekvenční odlehčování). Frekvenční plán vychází z pásem, určených pro jednotlivé druhy výroby, viz Tab. 3 [26].

Tab. 3: Vymezení frekvence pro pásma provozu [26]

Typ elektrárny Provoz	Obnovitelné zdroje energie (OZE)
Normální bez omezení	49,0 – 51,0 Hz
Časově omezen	47,5 – 49,0 Hz 51,0 – 51,5 Hz
Nepřípustný	$f > 51,5$ Hz $f < 47,5$ Hz
Automatické odpojení od ES	$f > 51,5$ Hz $f < 47,5$ Hz

### 5.2.2 Frekvenční odlehčování

Při nedodržení frekvenčního rozmezí po zásahu frekvenčního plánu na straně výroby dochází ke snížení zátěže. Toto řízené snížení se nazývá frekvenční odlehčování. V ES byly přijaty čtyři stupně systémového frekvenčního odlehčování zátěže pomocí frekvenčních relé, instalovaných v rozvodnách 110 kV a 22 kV provozovatelů DS [26].

Tab. 4: Systém frekvenčního odlehčování [26]

Stupeň / frekvence (Hz)	1. /49	2. / 48,7	3. / 48,4	4. /48,1
Objem odlehčované zátěže (%) z netto zatížení na území, na kterém příslušný provozovatel distribuční soustavy zajišťuje distribuci	12	12	12	14

Z Tab. 4 vyplývá, že v systému frekvenčního odlehčování je připojeno 50 % celkového netto zatížení ES ČR. Relé dají signál k vypnutí příslušnému vypínači bez umělého časového zpoždění. Zátěž je odepnuta v čase složeného z času potřebného pro změření frekvence a vypínacího času příslušného vypínače. Odlehčované objemy zátěže jsou podrobeny pravidelným kontrolám [26].

### 5.2.3 Pravidla pro připojení FVE a VTE

Z důvodu proměnlivosti výroby a jiných specifických vlastností a způsobu provozu FVE a VTE byly stanoveny doplňující nároky kladené na tento druh výroben [26].

#### 5.2.3.1 Požadavky na dodávku činného výkonu

Na elektrárnách tohoto typu není požadována účast na primární ani sekundární regulaci. Pro účely řízení soustavy musí být větrná elektrárna schopna akceptovat požadavky provozovatele přenosové soustavy (PPS) na řízení výkonu (omezení dodávaného výkonu). Snížení dodávaného výkonu musí činit minimálně 10 % z dosažitelného výkonu za minutu [26].

Toto omezení je uplatňováno především v případě poruch, výpadků sítí, neúplného zapojení nebo omezení regulovatelnosti ES, kdy by neomezený provoz VTE výrazně zvyšoval možnost dalších výpadků či ohrožoval spolehlivost provozu sítě v dané oblasti. Omezení je založeno na následujících podmínkách [26]:

- omezení maximální výroby parku;
- omezení nárůstu dodávaného činného výkonu;
- snížení dodávaného činného výkonu (odstavení části výrobní kapacity);
- kombinace výše zmíněných;
- omezení znovunajíždění odstavených soustrojí či větrné elektrárny.

Maximální doporučená hodnota růstu dodávaného činného výkonu je 1 – 30 MW/min nebo 10 % z instalovaného výkonu za minutu, konkrétně podle dohody s PPS. Na VTE a FVE není požadována schopnost samostatné funkce v ostrovním režimu [26].

#### 5.2.3.2 Požadavky na chování VTE a FVE při změnách frekvence v síti

V dovoleném rozsahu změn frekvence 47,5 – 51,5 Hz musí zůstat elektrárna připojená do soustavy. V tomto pásmu je automatické odpojení od sítě nepřípustné, a to z důvodu odchylky frekvence [26].

Pro rozsah frekvence 49,5 – 50,2 Hz se změna aktuální výroby elektrárny z důvodu změny frekvence v síti nepředpokládá.

Pro frekvenci nad 50,2 Hz je omezení výroby nutné. Velikost omezení je 40 % z výchozí hodnoty na 1 Hz. Snížení je možné provést v 10% krocích/stupních. Požadovaná rychlost omezení výkonu při nadfrekvenci je 5 % za sekundu.

Při frekvenci nad 50,5 Hz již není spouštění/připojování další VTE nebo FVE do sítě možné.

Při frekvenci nad hodnotou 51,5 Hz se požaduje okamžité odpojení elektrárny od sítě.

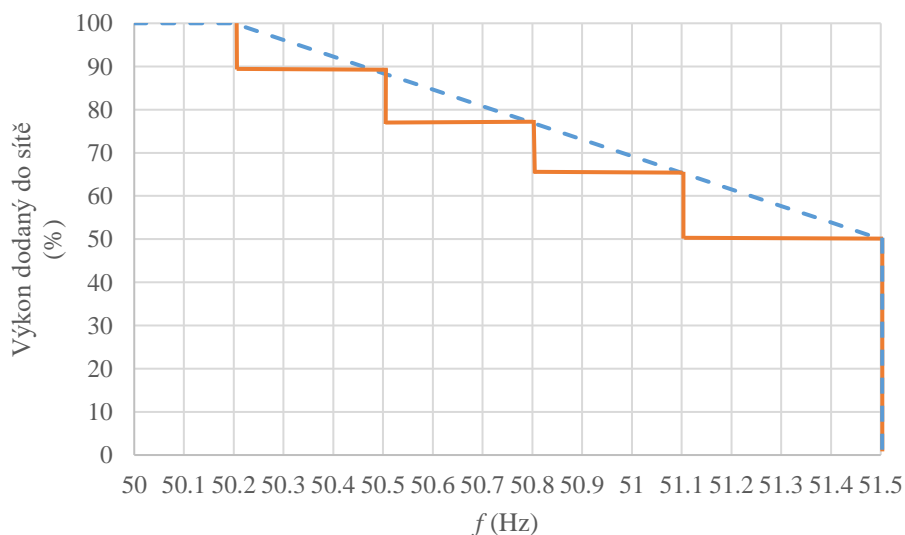
Je-li to možné, je důležité při poklesu frekvence pod 49,5 Hz zvýšit výrobu na maximum dostupného výkonu a zachovat dodávku elektrárny do sítě.

Při poklesu pod 47,5 Hz dojde k okamžitému odpojení elektrárny od sítě.

### 5.3 Studie pro provedení retrofitu v ČR

Požadavek na retrofit v ČR vychází ze studie ENTSO-E, uvedené v [9]. V požadavku na retrofit se uvádí, že v České republice by mělo být při podfrekvenční odchylce 49 – 50 Hz odpojeno maximálně 81 MW výkonu FVE a při nadfrekvenční odchylce 50,2 Hz 257 MW výkonu FVE. Po vytvoření diskuze na zmiňovaný požadavek o určení rozsahu potřebného retrofitu a zahájení jeho procesu byla společností EGC-EnerGoConsult ČB s.r.o. zpracována odborná studie. Informace o provedení retrofitu v ČR, uvedené v následující kapitole, z ní přímo vychází.

V ČR je v plánu provést retrofit z celkového počtu 25 665 FVE u 1 550 kusů s výkonem nad 100 kW. Celkově má být proveden retrofit u 1 732 MW z 2 040 MW. U střídačů, které neumožňují nastavení mezi 47,5 Hz a 51,5 Hz, má být provedeno nastavení na nižší meze 49 Hz a 51 Hz (tyto meze vycházejí z nařízení komise EU č. 2016/631 článku 13 odstavec 1 b)). Pokud střídač nebude umožňovat nastavení odpojení na nižší meze, bude nutné provést takové zásahy, které docílí vyhovění těmto mezím. Při nastavování snižování výkonu bylo po návrhu společnosti EGC dohodnuto, že křivka snižování výkonu při překročení hranice frekvence 50,2 Hz bude ve formě schodovitého snižování výkonu, jak je uvedeno na Obr. 14. Tento návrh bude respektován u FVE, u kterých nebude možné nastavit snižování výkonu pouhou hardwarovou změnou. FVE se rozdělí do sekcí, které budou postupně vypínány podle uvedené křivky [16].

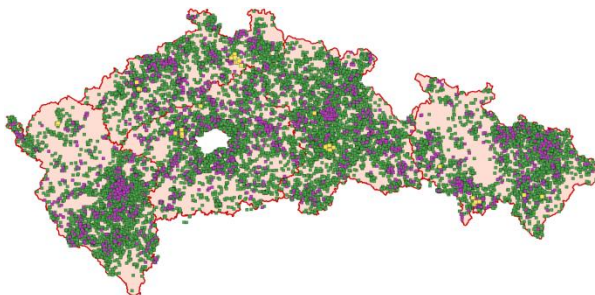


Obr. 14: Stupňovité odpojování FVE při nemožnosti nastavení plynulého odpojení [16]

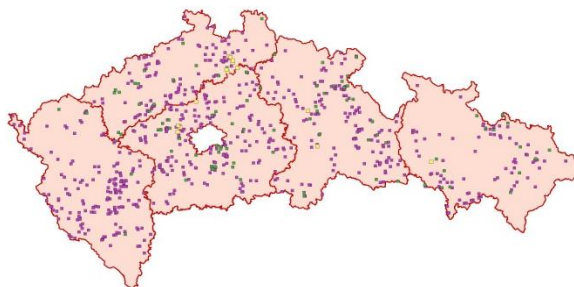
Tab. 5: Stupně odpojování částí FVE při nemožnosti nastavení plynulého odpojení [16]

Stupeň	Frekvence (Hz)	Odpínaný výkon (%)
1.	50,2	10
2.	50,5	12
3.	50,8	12
4.	51,1	16
5.	51,5	50

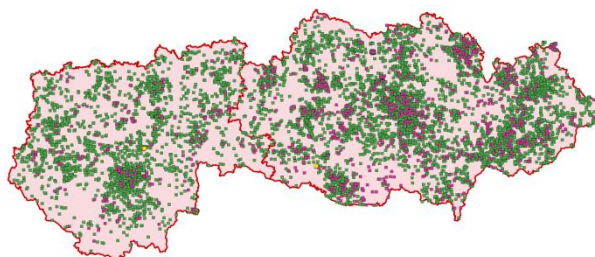
V rámci studie [16] bylo provedeno geologické zakreslení FVE a FVE, u kterých je v plánu provést retrofit. Na obrázcích níže jsou zelenou barvou znázorněny FVE, připojené do sítě nízkého napětí (NN). Fialová barva označuje FVE, které jsou připojeny do sítě vysokého napětí (VN) a žlutou jsou znázorněny ty FVE, které jsou připojeny do sítě velmi vysokého napětí. Mapy pro provozovatele distribučních soustav byly vytvořeny odděleně [16].



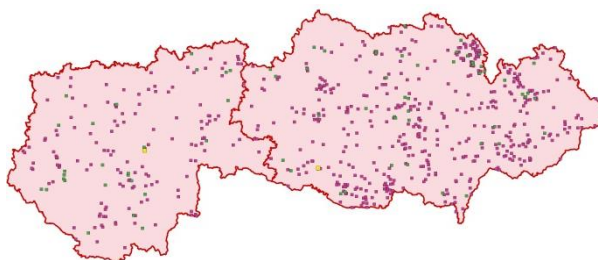
*Obr. 15: Všechny FVE distributora ČEZ Distribuce, a.s. [16]*



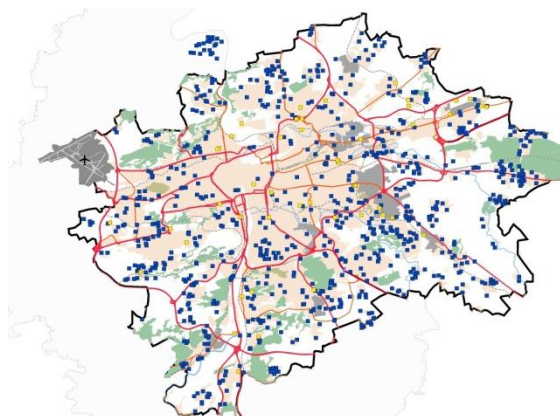
*Obr. 16: FVE pro provedení retrofitu distributora ČEZ Distribuce, a.s. [16]*



*Obr. 17: Všechny FVE distributora E.ON Distribuce, a.s. [16]*



*Obr. 18: FVE pro provedení retrofitu distributora E.ON Distribuce, a.s. [16]*

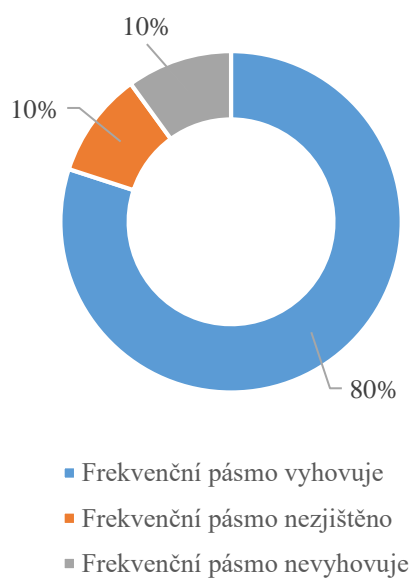


Obr. 19: Všechny FVE distributora PRE Distribuce, a.s. [16]



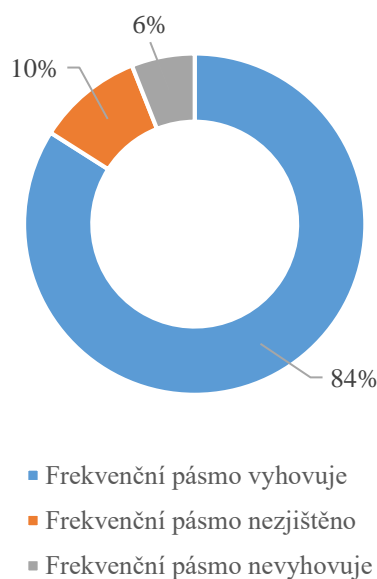
Obr. 20: FVE pro retrofit distributora PRE Distribuce, a.s. [16]

Níže uvedené grafy zobrazují analyzované typy střídačů (375 typů), které vyhovují nižším a vyšším frekvenčním mezím.



Obr. 21: Rozdělení střídačů podle plnění frekvenčního pásma 47,5 – 51,5 Hz [16]





*Obr. 22: Rozdělení střídačů podle plnění frekvenčního pásma 49 – 51 Hz [16]*

Bez přidání nové technologie splňuje 60 % střídačů pásmo 47 – 51,5 Hz, s přiřazenou technologií 80 % a 20 % tento limit nesplňuje. Pro pásmo 49 – 51 Hz splňuje 85 % střídačů FVE bez přiřazené technologie, 90 % s přiřazenou technologií a 10 % toto pásmo nesplňuje. Z uvedených informací lze vyvodit závěr, že u 10 % střídačů nebude možné provést retrofit. Provedenou studií byl vybrán scénář postupného retrofitu (tzn., že bude prováděn při pravidelných kontrolách a údržbě měničů), lze očekávat, že 10 % FVE, u kterých není možné provést retrofit, bude retrofitováno až s výměnou střídače [16].

## 6 SOUČASNÝ STAV V NĚMECKU

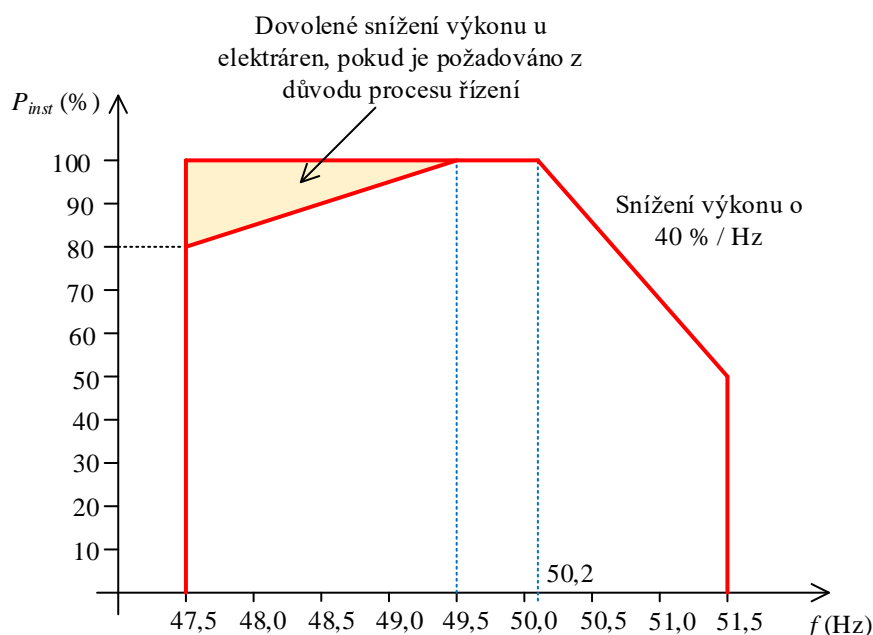
V současné době je v Německu instalováno okolo 40,12 GWp FVE [31]. Hlavním orgánem, který kodex sítě spravuje, je Německý svaz energetiky a vodního hospodářství (BDEW). Počet členů organizace čítá přibližně 1 800 firem, které představují 90 % prodeje elektřiny. Toto sdružení přejímá nařízení Evropské rady, ENTSO-E a dalších. BDEW vytváří kodex sítě, který je závazný pro všechny jeho členy. Všichni provozovatelé přenosové soustavy Německa jsou členy sdružení BDEW a jsou povinni se řídit kodexem sítě, který BDEW vydalo. Jednotliví provozovatelé si vytvářejí vlastní pravidla pro provozování přenosových sítí s ohledem na nadřazený kodex sítě, vytvořený BDEW. V následujících kapitolách je popsán kodex sítě vytvořený BDEW a kodexy sítí provozovatelů přenosových soustav, které se liší od kodexu vydaného BDEW.

Dalším ze závazných dokumentů je vyhláška o systémové regulaci stability (SysStabV). Ta se vztahuje na zdroje nad 10 kW, připojené do hladiny NN, a na zdroje nad 30 kW, připojené do hladiny VN. Vyhláška ukládá za povinnost vybavit FVE ochranou s frekvenčními hranicemi odpojení na 47,5 Hz a 51,5 Hz. Opětovné připojení do sítě může být provedeno až po uplynutí 30 s po návratu hodnot frekvence do provozních mezí FVE [41].

V normě VDE-AR-N 4120 je přímo definováno, že zdroje musí schopné provozu i s omezeným dodávaným výkonem. PPS je oprávněn provést dočasné omezení dodávky činného výkonu (případně i odpojení zařízení) v případě [47]:

- potenciální hrozby pro bezpečný provoz propojeného systému;
- nebezpečí přetížení sítě;
- zbezpečnění vzniku ostrovní sítě;
- ohrožení statické, nebo dynamické stability sítě;
- nárůstu frekvence, ohrožující propojený systém.

Na Obr. 23 je zobrazena doba, po kterou musí zdroje dodávat činný výkon při kvazistacionární odchylce frekvence od jmenovité hodnoty. Přípustná omezení dodávky činného výkonu při frekvencích vyšších, než jmenovitých, jsou znázorněna na Obr. 23.



Obr. 23: Požadavky na dodávku výkonu zdroje v závislosti na frekvenci sítě [47]

## 6.1 Transmission code 2007

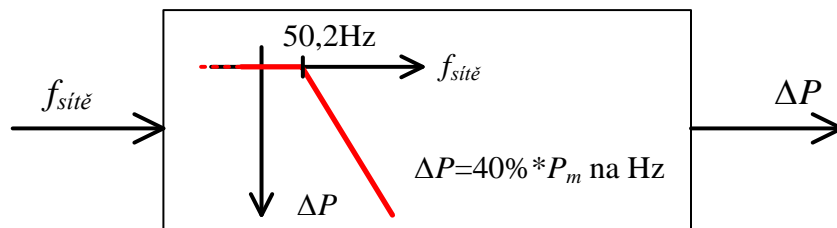
Kodex sítě, který vytváří BDEW, se nazývá Transmission code 2007. Ten je blíže popsán v níže uvedených kapitolách.

### 6.1.1 Výstupní činný výkon elektrárny

Výrobní elektrické energie z OZE musí mít regulovatelný činný výkon podle požadavků PPS tak, aby nedošlo k riziku narušení rovnováhy systému. Výrobní musí být schopné snížit výkon za všech provozních podmínek a v jakémkoli pracovním bodě při maximálním výkonu (dosažitelná hodnota definovaná PPS). Tato cílová hodnota je dána operátorem sítě v připojovacím uzlu sítě a odpovídá procentuální hodnotě síťové kapacity. Snížení výstupního výkonu na signalizovanou hodnotu musí být provedeno s nejméně 10 % instalovaného výkonu připojeného k síti za minutu bez odpojení výrobní od sítě. Všechny OZE složené z výrobních bloků musí snížit výrobu činného výkonu při frekvenci větší než 50,2 Hz s gradientem 40 % z okamžité dostupného výkonu na jeden Hertz [46].

#### 6.1.1.1 Snížení činného výkonu výrobních bloků při nadfrekvenci

Snížení činného výkonu výrobní je naznačeno na Obr. 24. K tomuto opatření dojde při překročení frekvenční meze, stanovené na hodnotu 50,2 Hz.



Obr. 24: Znárodnění snížení výkonu výrobní při nadfrekvenci [46]

$$\Delta P = 20 \cdot P_m \cdot \frac{50,2 - f_{sítě}}{50} \quad (6.1)$$

tento vztah platí při podmínce  $50,2 \text{ Hz} < f_{sítě} < 51,5 \text{ Hz}$

kde:

$P_m$  nepřetržitě dodávaný výkon (W)

$\Delta P$  redukovaný výkon (W)

$f_{sítě}$  frekvence v síti (Hz)

Frekvence sítě se může pohybovat:

- bez omezení při frekvencích sítě v rozsahu  $47,5 \text{ Hz} < f_{sítě} \leq 50,2 \text{ Hz}$ ;
- s odpojením od sítě při frekvencích sítě  $f_{sítě} \leq 47,5 \text{ Hz}$  a  $f_{sítě} \geq 51,5 \text{ Hz}$ .

Jestliže se frekvence vrátí pod hodnotu 50,2 Hz, může být činný výkon opět navyšován tak dlouho, dokud aktuální hodnota frekvence není opět vyšší než 50,2 Hz. Tato kontrola je prováděna decentralizovaně (v každém bloku výrobní). Pásmo necitlivosti musí být pod 10 mHz. Koncept k resynchronizaci se sítí je v současné době vyvinut pro větrné elektrárny [46].

V dalších částech jsou rozebírány individuální rozdíly PPS s Transmission code 2007.

## 6.2 Tennet grid code

### 6.2.1 Odpojení výroby od sítě

Při frekvencích mezi 47,5 Hz a 51,5 Hz není přípustné samočinné odpojení FVE od sítě v důsledku odchylky frekvence od 50 Hz. Při dosažení frekvence 47,5 Hz nebo 51,5 Hz musí proběhnout automatické odpojení od sítě bez zpoždění. V jednotlivých případech lze zadat jinou nastavenou hodnotu (frekvenci, čas). V případě, že síťová frekvence překročí hodnotu 50,5 Hz, může Tennet požadovat snížení činného výkonu, jak je uvedeno níže v kapitole 6.2.2 [17].

V případě ztráty stability je vyžadováno, aby se výroba automaticky odpojila od sítě, čímž se zabrání hromadnému výpadku. Koncept odpojení při ztrátě synchronismu musí být předložen ke schválení Tennetu. Bod, ve kterém je provedeno odpojení, musí být odsouhlasen Tennetem v rámci koncepce propojené soustavy [17].

### 6.2.2 Činný výkon výroby

Jmenovitý výkon FVE je součtem jmenovitých výkonů všech bloků, které jsou připojeny k síti. Jako dodatečný požadavek je nezbytné umožnění řízení výroby, aby mohl být zajištěn spolehlivý provoz a ochrana před poškozením sítě. Snížit výkon musí být možné v jakémkoli provozním bodě na maximální hodnotu výkonu (požadovanou hodnotu, určenou Tennetem). Tato žádaná hodnota je určena Tennetem na propojovacím uzlu sítě a odpovídá procentní hodnotě uvedené kapacity připojené sítě. Snížení výstupního výkonu na stanovené hodnotě se musí uskutečnit nejméně 10 % instalovaného výkonu připojeného síti za minutu, aniž by se výroba odpojila od sítě [17].

Snížení činného výkonu výroby je definováno stejně jako v 6.1.1.1.

Provozovatel FVE musí zajistit, aby případný ostrovní provoz elektrárny byl spolehlivě rozeznatelný a řízen, pokud nejsou překročeny nebo podkročeny uvedené přípustné limity pro napětí a frekvenci. S výjimkou systémových parametrů, jakými jsou podpětí/přepětí či podfrekvence/nadfrekvence, které ve většině případů mohou indikovat ostrovní provoz, Tennet vyžaduje, aby ostrovní provoz nastal nejpozději po 3 sekundách. Ostatní rozpoznané ostrovní provoz jsou povoleny za předpokladu, že nevykazují žádné nežádoucí funkce v případě systémových chyb [17].

### 6.2.3 Stabilita frekvence

FVE jsou osvobozeny od požadavku na poskytnutí primární regulace až do odvolání, včetně jmenovitého výkonu vyššího než 100 MW [17].

### 6.2.4 Obnovení dodávek

FVE jsou osvobozeny od základního požadavku na schopnost ostrovního provozu. Provozovatel však tuto funkci může nabídnout [17].

## 6.3 Amprion

Pro zdroje, které jsou připojeny do 110kV sítě, platí předpisy nařízení VDE-AR-N 4120 v aktuální verzi. Jako doplněk k VDE-AR-N 4120 platí následující požadavky na schopnost primární regulace zdrojů, připojených do 110kV sítě [33]:

- a) primární regulační pásmo musí být nastavitelné nejméně na  $\pm 2$  % jmenovitého výkonu zdroje a při účasti na primární regulaci, musí být možno nastavit na příkaz Amprionu;

- b) frekvenční a výkonové číslo, popř. statika regulátoru, musí být taktéž nastavitelné na předpis Amprionu;
- c) veškerou primární regulaci výkonu, domluvenou smluvně se zdrojem, musí být možno aktivovat s kvazistacionární odchylkou frekvence  $\pm 200$  mHz lineárně do 30 s se schopností dodávky alespoň po dobu 15 min;
- d) pro menší odchylky frekvence platí stejná rychlost změny výkonu až do doby dosažení požadovaného výkonu;
- e) pro primární regulaci musí být přesnost měření frekvence do  $\pm 10$  mHz;
- f) zdroj musí umožňovat technické řízení pohyblivé mrtvé zóny.

Nastavená hodnota je určena v souvislosti s možnou účastí na primární regulaci. Při určování se zohledňují také dynamické potřeby zdroje.

### 6.3.1 Regulace zdrojů, které jsou připojeny do 110kV sítě

Provozovatel zdroje je povinen poskytnout Amprionu k dispozici všechna data a modely, které jsou nezbytné pro simulace chování stability zdroje a sítě.

Pro zdroje na bázi obnovitelných zdrojů energie se jmenovitým výkonem alespoň 100 MW, které nespádají do VDE-AR-N 4120 a které jsou připojeny do sítě 110 kV nebo sítě podružné, platí ustanovení Transmission Code a VDN směrnice „EEG-zdroje“ [33].

## 6.4 50Hertz Transmission

### 6.4.1 Povinnosti pro dodávku činného výkonu

Požadavky na skutečný rozsah výkonu elektráren v závislosti na síťové frekvenci při rozdílných objemech výroby, zahrnutých do regulace, jsou ilustrovány na Obr. 25. Při zvážení požadavků na skutečný výkonový rozsah elektráren v závislosti na síťové frekvenci nesmí elektrárny svůj skutečný výkon snížit, i když jsou provozovány se jmenovitým výkonem. Podrobnosti jsou dohodnuty smluvně [32].

### 6.4.2 Primární regulace

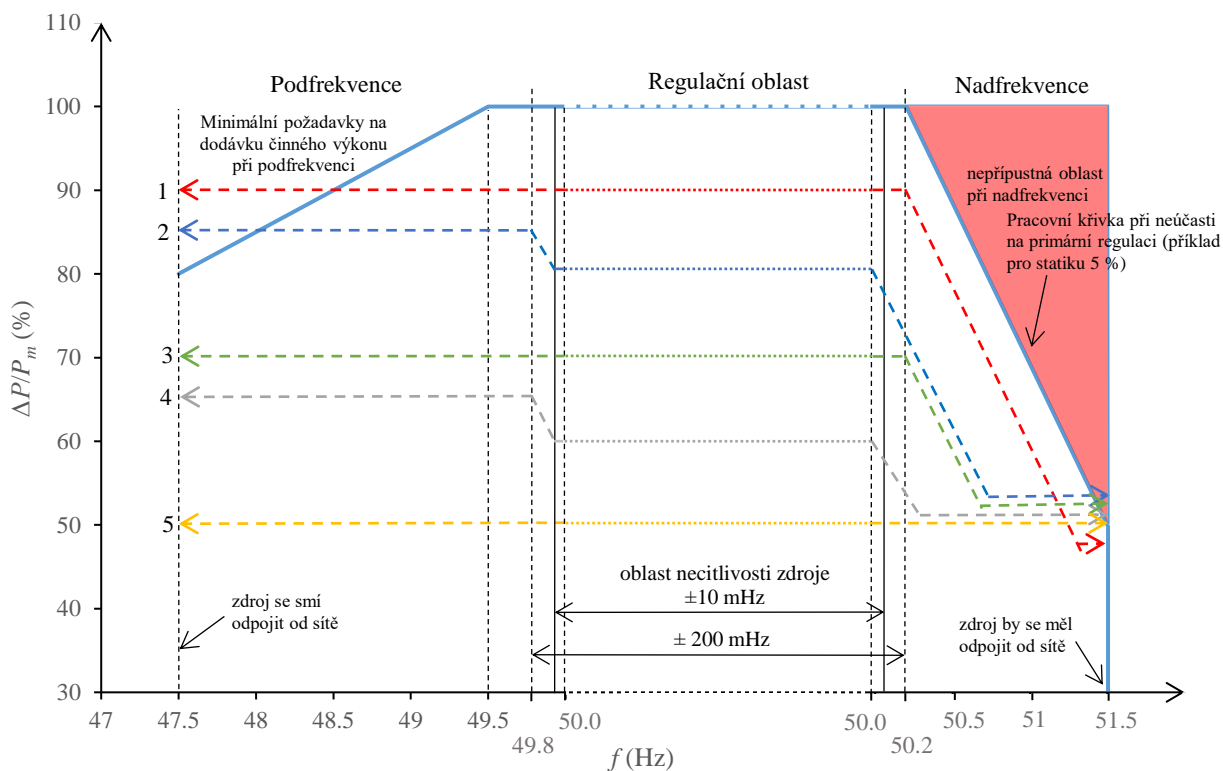
Každý zdroj se jmenovitým výkonem  $\geq 100$  MW musí být schopen dodávat primární regulační výkon, což je předpokladem pro připojení do sítě. 50Hertz Transmission je oprávněn jednotlivé zdroje od této povinnosti osvobodit [32].

Zdroje se jmenovitým výkonem  $< 100$  MW mohou být po domluvě s 50Hertz Transmission také přizvány k zajištění primární regulace [32].

Požadavky na primární regulaci jsou zveřejněny v aktuálních prekvalifikačních požadavcích na stránkách 50Hertz Transmission a zahrnují mj. údaje [32]:

- způsob technické realizace primární regulace;
- dostupnost primárního regulačního pásma;
- přesnost měření frekvence;
- oblast necitlivosti (mrtvá zóna);
- rychlost aktivace (gradient regulace);
- statiku (frekvenční a výkonové číslo).

Pokud se zdroj nepodílí na aktivování primární regulace, musí přesto (i když není schopen primární regulace) od frekvence 50,2 Hz zasáhnout a výkon redukovat se statikou od 4 do 5 % [32].



Obr. 25: Chování zdrojů při frekvenčních odchylkách v síti [32]

1. Zdroj se nachází ve stavu  $0,9 P_{\text{netto}}$ . a nepodílí se na primární regulaci
2. Zdroj se nachází ve stavu  $0,8 P_{\text{netto}}$ . a podílí se na primární regulaci
3. Zdroj se nachází ve stavu  $0,7 P_{\text{netto}}$ . a nepodílí se na primární regulaci
4. Zdroj se nachází ve stavu  $0,6 P_{\text{netto}}$ . a podílí se na primární regulaci
5. Zdroj se nachází ve stavu  $0,5 P_{\text{netto}}$ . a nepodílí se na primární regulaci

### 6.4.3 Pětifázový plán

K předcházení rozpadu sítě platí pro přenosovou síť 50Hertz Transmission následující pětifázový plán při frekvenčně závislém odlehčení sítě:

*Tab. 6: Pětifázový plán [32]*

Fáze 1:	49,8 Hz	Upozornění personálu elektrárny a provozovatele distribuční sítě. Nasazení dosud nezmobilizovaných zdrojů do sítě regulované zóny na příkaz provozovatele přenosové sítě. Odpojení generátorů v přečerpávacím provozu.
Fáze 2:	49,0 Hz	Neodkladné odpojení zátěže o 10 – 15 % zátěže sítě provozovatele DS a přímo připojených zákazníků.
Fáze 3:	48,7 Hz	Neodkladné odpojení zátěže o dalších 10 – 15 % zátěže sítě provozovatele DS a přímo připojených zákazníků.
Fáze 4:	48,4 Hz	Neodkladné odpojení zátěže o dalších 15 – 20 % zátěže sítě provozovatele DS a přímo připojených zákazníků.
Fáze 5:	47,5 Hz	Odpojení všech zdrojů v regulované zóně od sítě.

Realizace pětifázového plánu je zajištěna mezi PPS a zákazníky ve společné dohodě, ve které jsou stanoveny požadavky na potřebné technické dovybavení.

## 6.5 Transnet BW

PPS Transnet BW se ve svých podmínkách pro připojení k síti odvolává na souhrn platných zákonů, norem a vyhlášek, které jsou uvedeny v [44].

## 7 SOUČASNÝ STAV V ITÁLII

Itálie má instalovaný výkon ve FVE 18,892 GWp [40]. Připojení FVE je provedeno vždy přes vypínač, který umožňuje okamžité odpojení při havarijním stavu. Výrobní je vybavena automatickým regulátorem, který je schopen regulovat ve více stupních.

Výrobní musí být nepřetržitě monitorována a provozovatel musí umožnit distributorovi provádět případné manipulace k zajištění bezpečnosti sítě. Tato povinnost musí být zajištěna pomocí signálů, potřebných pro řízení sítě. Je nutné, aby bylo spojení provedeno bez spínacích prvků [21].

FVE musí být navržena tak, aby se účastnila obnovy sítě v havarijním stavu. Zejména v normálním provozním stavu by měla zůstat připojena a zajistit požadované síťové služby. Výrobní blok musí zůstat připojen k síti po neurčenou dobu, pokud je frekvence v rozmezí  $47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$  [21].

Provozovatel výroby je povinen nastavit ochrany proti vnějším poruchám. Musí zůstat připojen k síti v případě poruch, které nejsou součástí systému s výjimkou případů, kdy porucha zahrnuje ztrátu komunikace s PDS.

Vzhledem k tomu, že FVE nemá rotující části, je potřeba, aby střídač vydržel přechodné jevy, které na něj působí a neodpojoval elektrárnu v nežádoucích případech. Pro tuto funkci je umístěna na střídač ochrana, která zajišťuje necitlivost vůči vnějšímu rušení [21].

### 7.1.1 Ochrana proti vnějším poruchám

Centrální střídač je tvořen souborem, který shromažďuje výkony panelů. Z výroby je přiveden prostřednictvím NN stupně na transformátor. Nastavení ochran může být požadováno podle potřeb sítě a typu připojení [21].

V Tab. 7 je uvedeno nastavení mezních hodnot frekvenčních ochran.

Tab. 7: Nastavení síťových ochran na NN straně provozovatele FVE [21]

Ochrana	Nastavení mezí	
	Mezní hodnota	Zpoždění
Nadfrekvenční 2 zóny ( $81 >$ )	50 – 53 Hz	0 – 10 s
Podfrekvenční 2 zóny ( $81 <$ )	45 – 50 Hz	0 – 10 s

Je potřeba poznamenat, že výrobní musí být schopna přijímat příkazy ke kontrole NN spínačů, plynoucích z přidružené výroby [21].

### 7.1.2 Požadavky na ochrany

Provozovatelem přenosové soustavy Terna jsou stanoveny následující požadavky na frekvenční ochrany:

#### 7.1.2.1 Podfrekvenční ochrana

Prahová hodnota kmitočtu v prvním stupni: 47,5 Hz.

Zpoždění v prvním stupni: 4,0 s.

Prahová hodnota kmitočtu v druhém stupni: 46,5 Hz.

Zpoždění v druhém stupni: 1,0 s (pro nastavení centrální ochrany je čas 0,1 s).



### 7.1.2.2 Nadfrekvenční ochrana

Prahová hodnota kmitočtu v prvním stupni: 51,5 Hz.

Zpoždění v prvním stupni: 1,0 s.

Prahová hodnota kmitočtu v druhém stupni: 52,5 Hz.

Zpoždění v druhém stupni: 0,1 s.

### 7.1.2.3 Ochrana měniče

Ochrana měniče je nastavena stejně jako podfrekvenční a nadfrekvenční ochrana s ohledem na selektivitu instalovaných ochran. Navíc je instalována funkce vypnutí pomocí stykače, nebo elektronického povelu k vypnutí.

Střídače, které byly odpojeny po působení ochran, se automaticky znovu připojí po přechodu sítě do normálního stavu.

## 7.1.3 Systémy a síťové služby

Síťové služby potřebné pro FVE lze rozdělit do regulačních služeb běžných stavů sítě a síťových služeb ve výjimečných stavech (tj. v přítomnosti poruchy v síti). Součástí první kategorie je dálkové přerušování výroby (v provozu, při řešení přetížení vedení). Součástí druhé kategorie je odolnost vůči poklesům napětí dálkovým přerušováním výroby činného výkonu (používané v rychlém režimu jako obranný systém) [21].

### 7.1.3.1 Řízení výroby

Výrobní musí být schopna pracovat s omezeným výkonem. Provozovatel sítě může požádat o dočasné omezení výroby včetně odpojení zařízení od sítě pouze k zajištění bezpečnosti provozu sítě a v případech uvedených níže. Snížení výkonu je realizováno provozovatelem výrobní a na jeho zodpovědnost. Toto snížení výkonu probíhá bez prodlení v krátkém čase, nebo nejpozději do 15 minut [21].

Omezení výroby z bezpečnostních důvodů lze charakterizovat následovně:

- přetížením sítě a možnou nestabilitou ES může dojít k takové nadfrekvenci, že je ohrožena stabilita systému;
- omezení musí být provedeno provozovatelem výrobní na dálku a musí být možné ho provádět v jakémkoli provozním stavu, z jakéhokoli místa provozu v souladu s maximální hodnotou výkonu, stanovenou provozovatelem soustavy;
- musí být možné snížit výrobu s krokem přinejmenším 10 % instalovaného výkonu. Snížení dodávky je zasláno elektronicky, nebo prostřednictvím postupu pro zajištění bezpečnosti;
- dálkové zaslání požadované hodnoty dodávky maximálního výkonu provozovatelem přenosové soustavy (tento režim není povinný).

### 7.1.3.2 Automatický systém dálkového omezení výrobní

Systém dálkového ovládání umožňuje částečné omezení, nebo úplné oddělení výrobní od sítě. Oddělení výrobní od sítě je provedeno na popud dálkové signalizace, odeslané z řídicího centra (dispečinku). Dálkové řízení je vystaveno dvěma problémům, a to přetížení vedení a přechodné frekvenci. Proto existují dva funkční režimy – pomalý a rychlý. Pomalý režim dálkového oddělení je určen pro řešení výskytu přetížení sítě [21].

Všechny výroby musí být vybaveny monitorovacími jednotkami, umožňující automatické vyslání signálu, dálkové odpojení, kontroly signálu a možnost provádět veškerá opatření a činnosti na systémech, které jsou schopny nouzového ovládání logiky centralizovaného systému [21].

Tento systém musí být schopen komunikovat s řídicími systémy dispečera sítě a musí patřit do třídy UPDM (ta je blíže popsána v části A.52 kodexu sítě provozovatele přenosové soustavy Terna) [21].

Provozovatel přenosové soustavy může požadovat zavedení ochran, jako jsou frekvenční relé, která mohou automaticky postupně vypnout jednotlivé části FVE v závislosti na vlastnostech výroby a bezpečnostních potřebách centrálního energetického systému [21].

Maximální frekvence pro odpojení výroby může být alternativou k UPDM, a to vždy, když je v hlavní FVE (není předmětem dálkového vypínání). V tomto případě je UPDM povinné.

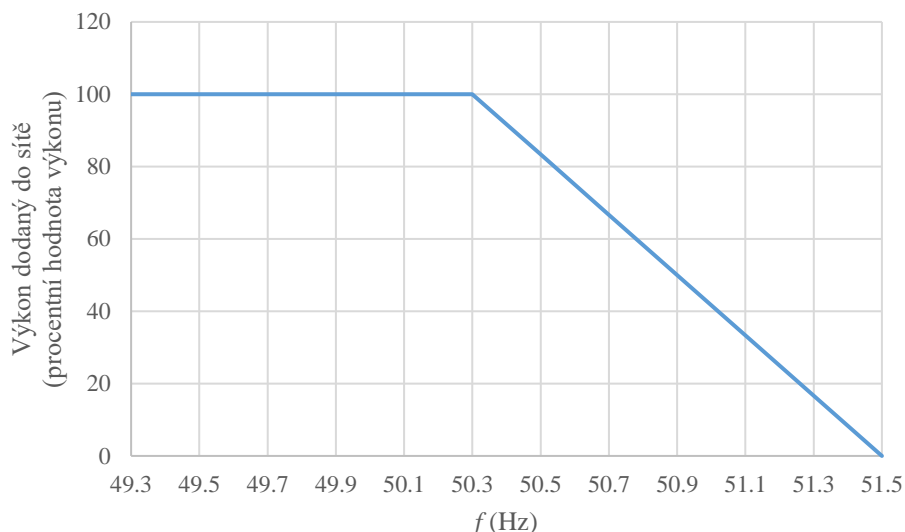
#### **7.1.4 Nastavení činného výkonu v závislosti na frekvenci**

Tato služba je nezbytná pro řízení frekvence v ES. Omezování odchylek frekvence nemůže být provedeno manuálně operátorem, ale musí být realizováno automatickými systémy, které monitorují síťovou frekvenci. Toto omezení je zavedeno z důvodu zohlednění doby odezvy.

V přechodném pásmu kmitočtu musí být výroba schopna:

- a) nesnížit výkon přiváděný do sítě při jakékoli frekvenci od 47,5 Hz do 50,3 Hz s výjimkou, kdy zdroj již nemá dostatek primární (vyráběné) energie;
- b) snížit výkon dodávaný do sítě při nesprávném účinku nadfrekvence pro frekvence mezi 50,3 Hz a 51,5 Hz s poklesem mezi 2 % a 5 % včetně. Hodnota poklesu je obvykle stanovena na 2,4 %. Toto snížení musí probíhat s přihlédnutím na technické charakteristiky FVE s nadfrekvencí lineárně méně než dvakrát za sekundu;
- c) nemůže se znovu připojit k síti, pokud nezvýší svou minimální úroveň výroby v případě, že klesající frekvence se zvýší nad hodnotu 50,3 Hz (pokud se tato hodnota frekvence udrží nejméně 5 minut nebo je rovna 50,05 Hz), není-li definováno jinak provozovatelem soustavy.

Pásmo necitlivosti regulátoru nesmí být vyšší než 50 mHz. Proto je nutné, aby byla výroba vybavena systémem s automatickou funkcí přizpůsobení dodávky energie podle funkce frekvence, a aby byla kompatibilní s aktuálním potenciálem primární dodávky zdroje. Vztah mezi výkonem a frekvencí je reprezentován na Obr. 26, na kterém je uveden pokles 2,4 % činného výkonu, závislého na frekvenci (odpojení celkového množství výkonu je možné při změně frekvence o 1,2 Hz z hodnoty 50,3 Hz).



Obr. 26: Závislost snížení výkonu na frekvenci [21]

### 7.1.5 Opětovné připojení do sítě

V případě vhodných meteorologických podmínek pro připojení FVE do sítě musí výrobní postupně navyšovat napájecí napětí (příkon). Aby bylo zajištěno postupné zavedení dodávky energie do sítě, musí být respektován kladný gradient 20% výstupního výkonu za minutu. Dodávka energie z FVE musí být nadále stabilizována a frekvence sítě nesmí být nižší než 49,9 Hz a vyšší než 50,1 Hz [21].

## 8 SOUČASNÝ STAV VE FRANCII

Ve Francii je aktuálně instalováno 397 MWp FVE vyroben [24].

Každá FVE musí mít ochranu, která je schopna automaticky oddělit výrobu od DS v případě výskytu poruchy. Ochrana by neměla zasahovat při normálním provozu a provádění automatických regulací, které jsou instalovány na výrobních provozovatelem ES. Nastavení aktivace ochranné funkce může být přizpůsobeno provozovatelem DS v případě přítomnosti opětovného zapnutí [3].

### 8.1 Plány odpojení pro FVE o výkonu $\geq 5$ MW

Každá FVE o výkonu větším nebo rovném 5 MW musí zůstat při odchylkách frekvence v rozsahu 49,5 Hz – 50,5 Hz po neomezenou dobu připojena k ES. Frekvenční rozsahy odchylek a doby, po které musí zůstat výroba připojena k ES a maximální velikost snížení výkonu jsou uvedeny v Tab. 8.

Tab. 8: Frekvenční rozsahy a doby, po kterých musí zůstat výroba připojená k síti [3]

Frekvenční rozsah	Minimální doba provozu	Snížení výkonu (%)
49,5 – 49 Hz	05:00	10
49 – 48,5 Hz	3 minuty	10
48,5 – 47,5 Hz	3 minuty	15
47,5 – 47 Hz	20 (3 minuty retrofit) sekund	20
50,5 – 51 Hz	60 (3 minuty retrofit) minut	10 (50 retrofit)
51 – 51,5 Hz	15 minut (60 minut retrofit)	podle II
51,5 – 52 Hz	20 sekund (zrušeno retrofit)	podle II

II – Každá FVE musí být vybavena řídicím a monitorovacím systémem, který je schopen snížit výkon, když frekvence překročí nastavenou prahovou hodnotu 50,5 Hz – 52 Hz (retrofit 51,5 Hz). Výkon nastavený řídicím příkazem a výše uvedené nastavení je dohodnuté mezi výrobcem a provozovatelem DS v souladu s technickými dokumenty a jsou také uvedeny ve smlouvách o připojení [3].

Když frekvence přesáhne 52 Hz (retrofit 51,5 Hz), může výrobce z vlastního podnětu odpojit FVE od DS. Pokud se rozhodne ji ponechat připojenou, musí nejprve zajistit, aby byla schopna podporovat frekvenční odchylky 52 – 55 Hz po dobu nejméně 60 sekund [3].

Připojení a odpojení FVE do sítě musí být dohodnuto ve smlouvě o připojení k síti. Přerušení dodávky je provedeno na NN straně transformátoru, rychlost přerušení dodávky do sítě nesmí překročit 4 MW/min [3].

### 8.2 Plány odpojení pro FVE o výkonu $\geq 100$ kW

Každá FVE s  $P_{max} \geq 100$  kW musí pracovat neomezeně dlouho ve frekvenčním rozsahu 48 Hz – 52 Hz a musí zůstat v provozu po minimální dobu provozu, jsou-li hodnoty frekvence mimo meze (viz Tab. 9). V Tab. 9 jsou uvedeny frekvenční rozsahy dob, po které musí zůstat zařízení v provozu, a snížení výkonu v procentech [3].

Tab. 9: Frekvenční rozsahy a jim přiřazené ztráty výkonu [3]

Frekvenční rozsah	Minimální doba provozu	Snížení výkonu (%)
48 – 47 Hz	3 minuty	10
47 – 46 Hz	60 sekund	15
frekvence pod 46 Hz	0,4 sekundy	20
52 – 53 Hz	5 sekund	20

Když frekvence přesáhne 53 Hz, nesmí výrobce udržovat výrobní připojenou k síti. FVE mají instalováno aktivní řízení výkonu, odpovídající alespoň 20 %  $P_{max}$ . Dále musí být vybaveny regulátorem, který upravuje dodávaný výkon jako funkci rozdílu skutečné hodnoty frekvence a její požadované hodnoty. Jakékoliv zařízení musí mít rezervu činného výkonu (primární rezerva) 10 %  $P_{max}$  [3].

Jakékoliv výrobní, jejíž výkon  $P_{max}$  dosahuje alespoň 1 % výkonu, který teče v ES (tento minimální výkon odpovídá průměrné hodnotě, zaznamenané během tří let), musí pracovat neomezeně dlouho ve frekvenčním rozsahu 48 – 52 Hz [3].

## 9 SOUČASNÝ STAV VE ŠPANĚLSKU

Ve Španělsku je instalovaný výkon FVE 4,423 MWp [45]. Podle e-mailové komunikace s provozovatelem přenosové soustavy RED Electrica de Espana tato země doposud retrofitový program nezavedla. Z toho plyne, že se drží starého frekvenčního nastavení odpojování elektráren, které je uvedeno níže.

### 9.1 Plány odpojení výroben

Ochrana nad a podfrekvence pro připojení je nastavena hraničními hodnotami 50,5 Hz a 48 Hz s maximálním časovým zpožděním 0,5 a 3 sekundy. Toto nastavení je aplikované na všech napěťových úrovních. V ostrovních provozech musí být vytvořeny odpovídající provozní postupy. Opětovné připojení výroby do sítě je možné, když frekvence dosahuje hodnotu menší nebo rovnou 50 Hz [5].

Systémový operátor je povinen zařídit spolupráci s vlastníky výroben, aby se systematicky zvládly krizové situace. Proto jsou vytvořeny ochranné plány, nouzové plány a plány nahrazení služby [4].

Ochranné plány – jsou zavedeny ve všech případech, kdy je nezbytné, aby se zabránilo vzniku událostí, které mohou mít významný dopad na výrobu, nebo na generátory. Ochranné plány jsou založeny na bezpečnostních kritériích systému a na posouzení, jaký by mohly mít dopad na systém. Tyto plány postupu po poruchovém stavu mají být přijaty ze strany provozovatelů výroben a pomáhají vrátit stav systému do normálního provozu. Stanovení preventivních opatření, které je potřeba přijmout v případech, kdy může být dopad na systém závažný a případná nápravná opatření pro nepředvídatelné události nemohou být účinná v krátké době (v případě připojení nového bloku v oblasti) [4].

Nouzové plány – cílem nouzových plánů je minimalizovat rozsah poruch poté, co k nim došlo. Systémový operátor je povinen stanovit plány pro výrobní zdroje v přebytečných oblastech, v nichž některé nepředvídatelné události ovlivňují propojení s ostatními oblastmi a mohou způsobit značné přetížení ve zbývajících propojených oblastech, nebo ztrátu stability v této oblasti. Konečné rozhodnutí, týkající se instalace zařízení, je v rukou majitelů těchto zařízení [4].

#### 9.1.1 Plány odpojení při podfrekvenci

Systémový operátor je povinen založit plány pro náhlé případy velmi vysokých frekvenčních odchylek, kdy rovnováhu mezi výrobou a poptávkou nelze obnovit prostřednictvím přípravy provozu. Tyto plány jsou založeny na výkonnosti automatického podfrekvenčního systému, aby se dosáhlo řízeného odpojení zatížení. Plány vytvořily stupňovité snížení odběru a odpojí první určenou skupinu nekritického zatížení a při dosažení nižších hodnot frekvence další předem vybranou nekritickou zátěž [4].

Toto odpojení je provedeno v souladu s následujícími kroky, kde procento snížení výkonu závisí na hodnotě frekvence:

49,5 Hz – 50 % přečerpávacích elektráren.

49,3 Hz – zbývajících přečerpávacích elektráren.

49 Hz – 15 % skutečného celkového zatížení systému.

48,7 Hz – 15 % skutečného celkového zatížení systému.

48,4 Hz – 10 % skutečného celkového zatížení systému.

48 Hz – 10 % skutečného zatížení systému.

Automatické připojení zátěže není přípustné. Taková připojení budou provedena podle instrukcí operačního plánu [4].

### 9.1.2 Plány odpojení při nadfrekvenci

Systémový operátor je povinen založit plány odpojení výroby od sítě nezbytné pro případy velmi vysokých odchylek frekvence, kdy rovnováhu mezi výrobou a spotřebou nelze obnovit pomocí přípravy provozu. Tyto plány jsou založeny na výkonnosti stupňovitěho automatického odpojení výroby při nadfrekvenci, aby se dosáhlo řízeného vypnutí výroby, která slouží k obnovení rovnováhy mezi výrobou a spotřebou [4].

Výrobní s výkonem vyšším než 10 MW jsou neodkladně odpojeny s následujícími kroky, aby bylo možné obnovit řízení systému a předvídatelnost jeho chování:

50,5 Hz – 5 % výroben.

50,6 Hz – 10 % výroben.

50,7 Hz – 15 % výroben.

50,8 Hz – 20 % výroben.

50,9 Hz – 25 % výroben.

51 Hz – 25 % výroben.

Systémový operátor je povinen určit zařízení, která mají být odpojena v každém definovaném kroku. Opětovné připojení je provedeno podle pokynů, které výrobce elektřiny obdrží od systémového operátora prostřednictvím řídicích center. Všechna zařízení neřízených výroben s nižším výkonem než 10 MW jsou odpojena při 51 Hz s časem 200 ms. Opětovné připojení je možné uskutečnit pouze tehdy, když frekvence dosáhne hodnoty menší, nebo rovné 50 Hz. Výrobní vybaveny speciálním režimem musí být odpojeny při překročení hodnoty 51 Hz a výrobní s běžným režimem, které nejsou odpojeny, nepřekročí-li frekvence hodnotu 51,5 Hz [4].

## 10 TRH S ELEKTŘINOU

Následující část práce se věnuje popisu trhu s elektřinou, jelikož odchylky frekvence jsou způsobeny současným nastavením pravidel trhu, jak je blíže rozebráno v kapitole 11. Tato kapitola vychází z [1].

Organizaci krátkodobého trhu s elektřinou popisuje blíže vyhláška 408/2015 Sb. paragraf §3. Předmětem trhu je dodávka činné elektrické energie, která je uskutečněna:

- organizovaným krátkodobým trhem s elektřinou;
- dvoustranným obchodem mezi účastníky trhu;
- vyrovnávacím trhem s regulační energií.

Trh s podpurnými službami je organizován PPS.

### 10.1 Odpovědnost za odchylku

Za odchylku může být odpovědný sám účastník trhu, nebo ji může přenést. Tato odpovědnost je uvedena ve smlouvě o dodávkách elektrické energie. Odpovědnost za odchylku určuje, zda budou obchodní transakce realizovány na velkoobchodním, nebo maloobchodním trhu.

Odpovědnost za odchylku je vztažena ke každému odběrnému místu, skupině předávacích míst výroby, nebo vymezenému území PDS. Lze ji přenést jen na jeden subjekt, který má vlastní zodpovědnost za odchylku.

### 10.2 Velkoobchodní trh

Všechny subjekty, působící na velkoobchodním trhu, zúčtovávají a mezi sebou uzavírají smluvní vztahy s vlastní odpovědností za odchylku (mají smlouvu s operátorem trhu o zúčtování). Předmětem smlouvy je, že subjekt je zodpovědný za dodržení svého salda (dodávky a odběru), které je registrováno v centralizovaném systému operátora trhu.

### 10.3 Maloobchodní trh

Účastníci maloobchodního trhu mohou změnit svého dodavatele a zúčtování odchylek je provedeno na základě smluv. Pravidla trhu jsou rozdělena podle typu smlouvy s přenesením odpovědnosti za odchylku:

- a) smlouva o dodávce elektřiny s převzetím závazku dodat elektřinu do ES;
- b) smlouva o dodávce elektřiny s převzetím závazku odebrat elektřinu z ES;
- c) smlouva o dodávce elektřiny dodavatelem poslední instance (subjekt na trhu s elektřinou, který má v zákonem stanovených případech povinnost dodat elektřinu zákazníkům za ceny, které stanoví Energetický regulační úřad).

### 10.4 Organizovaný krátkodobý trh s elektřinou

Krátkodobý trh je dle zákona 458/2000 Sb. paragraf § 20 odst. 4 písmeno a) složen z:

- a) blokového trhu;
- b) denního trhu;
- c) vnitrodenního trhu.

Obchody na organizovaném trhu s elektřinou jsou anonymní a probíhají spojením nabídky s poptávkou. Nabídka předložená účastníkem trhu je závazkem, že bude do ES dodáno



zobchodované množství elektřiny v dané obchodní hodině. Poptávka předložená účastníkem trhu je závazkem, že účastník odebere z ES zobchodované množství elektřiny v dané obchodní hodině.

#### 10.4.1 Blokovaný trh

Nejmenší jednotka obchodního trhu je konstantní hodnota hodinového výkonu 1 MW. Poptávky a nabídky je možné na blokovaný trh je podat nejdříve 30 dní před příslušným dnem dodávky podle jednotlivých obchodních bloků. Obchodování bloku je ukončeno v 13:30 před dnem, ve kterém má být elektřina z tohoto bloku dodána. Do 13:30 oznámí operátor každému účastníkovi velikost sjednané dodávky elektřiny a sjednaného odběru elektřiny a dosaženou cenu. Operátorem trhu jsou vyhodnoceny a zúčtovány pro dané obchodní hodiny také odchylky.

V průběhu denního obchodování jsou zveřejněny průběžné informace o stavu obchodování podle jednotlivých obchodovatelných bloků. Po uzavírací blokovaného trhu pro daný obchodní blok je operátorem trhu zveřejněno množství elektřiny ze skutečných obchodů na blokovém trhu.

#### 10.4.2 Denní trh

Denní trh je organizován operátorem trhu ve spolupráci s organizátorem denního trhu s elektřinou v okolní tržní oblasti. Nabídky a poptávky může podávat účastník krátkodobého trhu do předcházejícího dne příslušného dne dodávky. Pro jednotlivé hodiny je vyhodnoceno:

- a) jednotné saldo České republiky za obchodní hodinu a případně za propojenou nabídkovou zónu České republiky;
- b) výsledná cena elektřiny na denním trhu;
- c) zobchodované množství elektřiny.

Denní trh je koncipován jako aukce na základě obdržených nabídek a poptávek elektřiny na následující den. Nabídky a poptávky jsou vkládány v eurech [14].

#### 10.4.3 Vnitrodenní trh

Vnitrodenní trh je obchodní platformou, kde mohou obchodníci upravovat svoji obchodní pozici při přebytku nebo nedostatku elektřiny a přispět tak k optimalizaci chodu ES. Vnitrodenní trh je organizován operátorem trhu pro jednotlivé hodiny uvnitř obchodního dne. Den před obchodním dnem je v 15:00 otevřen trh pro všechny hodiny obchodního dne. Vnitrodenní trh je uzavírán po hodinách, vždy před danou obchodní hodinou. Vypořádání obchodů uzavřených na vnitrodenním trhu zahrnuje operátor trhu do systému vyhodnocení a zúčtování odchylek [14].

Význam vnitrodenního trhu narůstá především z důvodu provozu obnovitelných zdrojů, které jsou špatně předpověditelné. Možnosti obchodování na vnitrodenním trhu se v poslední době využívá stále více i z důvodu možnosti velmi pružné cenotvorby [14].

### 10.5 Trh s regulační energií

Účelem trhu s regulační energií je řešení stavů nerovnováhy elektřiny v ES. PPS obstarává elektřinu pro každou obchodní hodinu k řešení stavů nerovnováhy mezi smluvně zajištěnými a skutečně realizovanými dodávkami elektřiny. PPS též obstarává elektřinu pro řešení stavů nerovnováhy:

- a) regulační energií pomocí aktivace podpůrných služeb;
- b) vyrovnávacím trhem s regulační energií;

- c) dodávkou ze zahraničí na základě smluv o operativní dodávce elektřiny za účelem vyrovnání systémové odchylky.

### **10.5.1 Regulační energie**

Regulační energie vzniká pomocí aktivace podpůrných služeb a může být poskytována bloky s certifikací pro poskytování podpůrných služeb. Dodávky regulační energie jsou zúčtovány operátorem trhu na základě smlouvy o dodávce regulační energie.

### **10.5.2 Vyrovnávací trh**

Vyrovnávací trh (VT) je uskutečněn po uzavírcce dvoustranného obchodování a po uzavírcce krátkodobého trhu s elektřinou. VT je organizován operátorem trhu s elektřinou a plynem OTE, a.s., kde nabízející i poptávající stranou je ČEPS, a.s., která zajišťuje regulační energii, potřebnou k vyrovnání systémové odchylky. Účastníci trhu mají možnost nabídnout výkon hodinu před začátkem každé dodávky, čas uzavření VT je 30 minut před započítáním dané obchodní hodiny. Na VT lze nabízet jak kladnou, tak i zápornou regulační energii v minimálním množství jedné MWh. Nabídka přijatá PPS na regulační energii je vyhodnocena jako regulační energie, která je uskutečněna. Vypořádání obchodů uzavřených na vyrovnávacím trhu zahrnuje operátor trhu do standardního systému vyhodnocování a zúčtování odchylek.

## 11 DETERMINISTICKÉ ODCHYLKY FREKVENCE

Tato kapitola vychází se studií [8] a [20].

Jako deterministické jsou označeny frekvenční odchylky, pokud odpovídají pravidelně se opakujícímu vzoru v normálním provozu ES. Odchylky nastávají především při změně obchodní hodiny. Tyto odchylky se objevují, jelikož potřeby trhu neodpovídají požadavkům zatížení v reálném čase, ale vycházejí z předpovědi potřebné energie. Vlastnosti frekvenční odchylky jsou závislé na vývoji zatížení, kdy průběh frekvence odpovídá krátkodobému nesouladu mezi výrobou a zatížením. Tyto odchylky se opakují po více obchodních intervalů, které jsou nastaveny s krokem na jednu hodinu. Charakteristickými rysy pro deterministické odchylky frekvence (DFD) jsou typický okamžik vzniku, doba trvání a hodnoty vzniklých nerovnováh. Nejvýznamnějšími stanovenými časy výskytu byly určeny tyto hodiny: 06:00, 07:00, 08:00, 21:00, 22:00 a 23:00 středoevropského času, kdy se systém nejhůře vyrovnává s velkou ztrátou/nárůstem výkonu.

DFD dosahují velkých hodnot (až 150 mHz) a k jejich odstranění je nutné používat primární a sekundární regulaci. Využívání podpůrných služeb k odstranění těchto odchylek je nevhodné, protože velikost primární regulace je dimenzována na referenční událost. Může tedy docházet k nedostatku primární regulace při současném výskytu DFD a jiného poruchového stavu v systému, což může vést až k rozpadu sítě. Prováděné studie na zmírnění těchto odchylek zdůrazňují, že pouhé zvýšení primárních rezerv je nevhodné a neúčinné a nevyřeší problém s kvalitou frekvence. Proto je nutné zabývat se předcházením vzniku a návrhem řešení vedoucího k odstranění DFD.

Studie týmu tvořeného zástupci System Operation Team (ENTSO-E), Market Committee (ENTSO-E) a EURELECTRIC definují rizika, která jsou spojena s DFD:

- zvýšené opakované používání primární rezervy s rizikem nedostatku primární rezervy výkonu, např. při výpadku části sítě nebo elektrárny během DFD. Opakované využívání primární rezervy má negativní technické a ekonomické dopady na výrobu;
- snížení tlumení frekvenčních kmitů mezi oblastmi v důsledku malé dostupnosti primární rezervy výkonu;
- změny toku výkonu – velké frekvenční odchylky, které způsobují neplánované toky výkonu, způsobené aktivací primární regulace. Tyto neplánované toky mohou způsobovat krátkodobá přetížení vedení.

### 11.1 Příčiny vzniku DFD

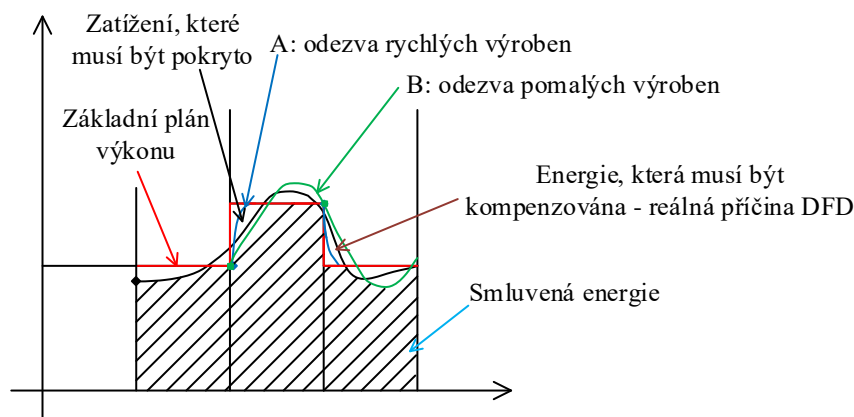
Odchylky frekvence jsou obvykle sledovány v časovém okně 10 minut, zaměřeném na změnu obchodní hodiny, což odpovídá standardizovanému časovému intervalu pro přeshraniční změny v plánu výroby. V rámci sledování výskytu frekvenčních odchylek byla odhalena souvislost jejich vzniku při následujících jevech:

- vliv průběhu spotřeby podle ročního období (čím vyšší je nárůst zatížení, tím větší je frekvenční odchylka);
- vliv řízení výroby PVE (gradient výkonu může vést k rychlé výkonové změně), účinek na frekvenci je podobný, jako při výpadku generátoru;
- změny plánu mezi účastníky trhu a změny plánů subjektů zúčtování, což nekontrolovatelně zvětšuje problém s vznikem frekvenčních odchylek;

- neshoda mezi rychlou a pomalou výrobou;
- schodovité chování zatížení na straně poptávky.

### 11.1.1 Chování výroben

Po unbundlingu došlo k zavedení nových obchodních pravidel. Výrobní nejsou odpovědné za dynamické chování, ale jsou považovány za bilanční jednotky. Vytvořená pravidla pro vyrovnávání počítají s plány výroby a spotřeby a jejich bilancí ve stejném časovém horizontu. Jelikož nebyla vyvinuta pravidla pro provoz v reálném čase, potýkáme se s rozdílným chováním výroben.



Obr. 27: Rozdílné chování výroben [8]

A: Odezva rychlé výrobní je v blízkosti plánovaného výkonového kroku, ale neodpovídá reálnému průběhu zatížení. Toto chování výroben vede k odchylce frekvence v celém systému.

B: Na odezvu pomalé výrobní jsou kladeny technické požadavky. Výrobní mají mít přirozený nárůst výkonu a obchodní nárůst, který zaručí doručení plánované energie v daném časovém horizontu. Obvykle jsou použity dva mechanismy:

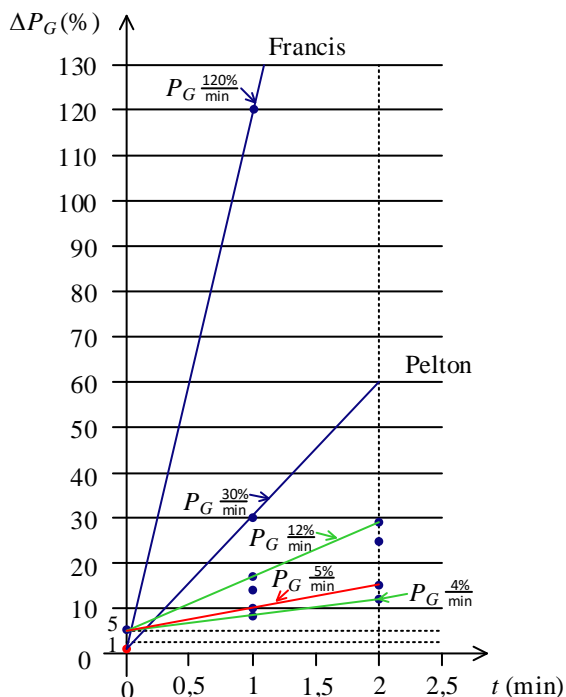
- kompenzace z rychlých výroben – jiný výrobce odpovědný za odchylku;
- kompenzace gradientu samotnou výrobní s upraveným časovým krokem.

Bohužel obojí chování výroben přispívá k tvorbě frekvenčních odchylek. Řešením je nalezení vhodných pravidel trhu, která přizpůsobí tržní model potřebám skutečného zatížení.

Frekvenční odchylky zvyšují cenu koncovému uživateli, jelikož aktivací drahé primární a sekundární regulace musí být vyrovnávána vzniklá frekvenční odchylka a jsou tím dražší náklady na výrobu, které PPS zaplatí.

Problémem je, že neexistuje žádný standard, který by definoval charakteristiku elektráren tak, aby byly schopny zvládnout v průběhu svých životností velké a časté kompenzace DFD, které představují řízení až 2/3 rozsahu výkonu výroben.

Na Obr. 28 jsou znázorněny maximální gradienty výkonů u pomalých a rychlých výroben. Modrými úsečkami jsou znázorněny PVE. Zelenými úsečkami jsou znázorněny tepelné elektrárny a červená úsečka zastupuje jaderné elektrárny.



Obr. 28: Rozsahy maximálních změn výkonů u různých druhů elektráren [8]

## 11.2 Řešení DFD

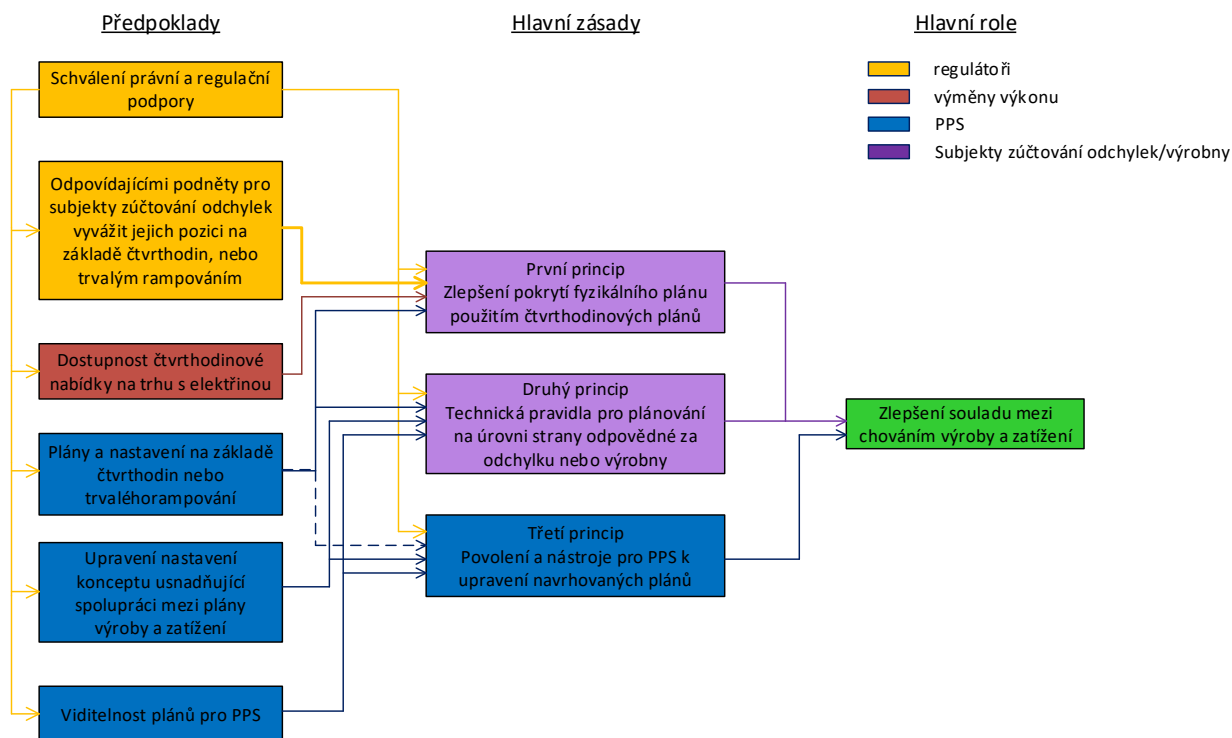
Cílem navrhovaných řešení je zabránění nákladnému řešení DFD pomocí zvýšení množství regulační energie. Negativní vliv na systém byl prokázán ve studiích, zabývajících se DFD. Studie navrhuje monitorovat zatížení a výrobní s dostatečně krátkým časovým rozlišením. Nejlepším řešením by bylo zajištění kontinuálního monitorování. Dále doporučují zavedení předpovědi, založené na sledování a upozornění na kritické situace, kdy DFD nastane s vysokou pravděpodobností v měřítku celé synchronní oblasti. Další případné návrhy a rámce řešení jsou uvedeny v následujících kapitolách a podkapitolách.

### 11.2.1 Rámec pro možná řešení

Ve studii [20] byl naznačen rámec řešení pro zmírnění DFD. Řešení bylo rozděleno do dvou hlavních směrů, a to na krátkodobé řešení a dlouhodobé řešení. Za dlouhodobé řešení lze považovat např. analýzu a monitorování potřeb pro vyrovnávání bilance. Pro zlepšení soudržnosti byly stanoveny tři hlavní zásady:

1. první zásada – subjekt zúčtování odchylek musí přijmout odpovědnost za vyvážení svého portfolia ve fázi plánování a v reálném čase nabídnout adekvátní služby pro udržení bilance (finanční podmínky, virtuální elektrárny, apod.);
2. druhá zásada – stanovení pravidel plánování je určeno jen pro subjekty zúčtování odchylek, nebo výrobní, aby se předešlo velkým výkonovým krokům v plánech;
3. třetí zásada – PPS musí mít vhodné nástroje k nastavení plánů a dále také rozvíjet jejich vylepšení, které mohou být dosaženy mezi PPS bez účasti subjektů zúčtování odchylek. Opatření mohou spočívat např. v upravení plánu PPS a postupů řízení frekvence. Pro zlepšení pokrytí zatížení ze strany PPS je nutné přesně monitorovat potřebný výstupní výkon výroben.

Propojení hlavních zásad vede k vytvoření rámce, který je zobrazen na Obr. 29. Prvním předpokladem pro jakékoliv řešení je právní a regulační podpora a souhlas příslušných opatření s vnitrostátními právními předpisy a tržním modelem. Druhým předpokladem je realizace plánu výroby a vypořádání se s odchylkami v časovém intervalu se čtvrt hodinovým základem, nebo trvalým rampováním výkonu.



Obr. 29: Předpoklady a hlavní zásady navrhovaného řešení [20]

Principy, znázorněné na obrázku výše, jsou platné jak pro krátkodobá, tak i dlouhodobá řešení. Zavedení krátkodobého cíle není záležitostí pouze PPS, ale vyžaduje zapojení a schválení více zúčastněných regulátorů.

### 11.3 Navrhovaná opatření

Z rámcových pokynů ACER Framework Guidelines bylo zjištěno, že změna časové periody trhu na 15 minut není nijak omezena. Zavedení patnáctiminutového trhu by mohlo být provedeno především v obou denních trzích a vnitrodenním trhu s časovým nastavením období patnáct minut na trhu.

Ke zlepšení kvality dodržení bilance může dojít pomocí sledování výstupního výkonu elektráren. Lze tedy reagovat na vývoj výroby úpravou spotřeby a naopak. V požadavcích pro připojení výroben k síti (Nařízení komise č. 2016/631) je definována povinnost on-line měření činného výkonu. PPS tak může systém řídit efektivně a bezpečně, pokud mají dostatečné nástroje ke sledování všech významných účastníků v reálném čase.

#### 11.3.1 Opatření ze strany PPS

Následující navrhovaná řešení mají vliv pouze na aktivity PPS (zásada 3) a nemají přímý dopad na účastníky trhu. Tato opatření jsou následující:

1. Prodloužení doby ramp výkonu přeshraničních plánů – amplituda frekvenčních odchylek souvisí s amplitudou změn plánů výměn přes hranice. Byl definován standard pro centrální

Evropu pro řízení podpůrných služeb pro rampu 10 minut před otevřením trhu, tomu odpovídají velké výměny výkonu a prodloužení doby rampy by mohlo zlepšit situaci. Zachováním hodinového rámce na trhu 15ti nebo 30ti minutovou rampou výkonu ve výměnných plánech se dosáhne lepšího řízení frekvence a efektivního využití podpůrných služeb. Vycházíme z předpokladu, že kroky výměnných plánů jsou podporovány výrobny. Toto řešení je blíže reálným plánům bloků. Zmíněný přístup může být použit pro čtvrt hodinový trh, je však vyžadována harmonizace s časem periody trhu (časový rámec a čas rampy).

2. Zavedení omezení na přeshraniční výměně energie – omezením by mohl být zaveden limit programu výměny od jednoho kroku k jinému s cílem umožnit lepší pokrytí zatížení a zmírnit frekvenční odchylky. Toto opatření by však mělo být jen posledním opatřením. Tato omezení jsou již v provozu na rozhraní mezi synchronními systémy kvůli jiným technickým omezením.

## 11.4 Zavedení pravidel pro plánování

Pravidla pro plánování pro technické nebo ekonomické podněty k zajištění zmírnění velkých výkonových skoků v plánech na straně subjektu zúčtování odchylek nebo na straně výroby (princip 2) mohou být brána ze dvou stran v závislosti na čase aplikování (před navržením plánu subjektem zúčtování odchylek, nebo až po navržnutí plánu):

- pravidla před navržením plánu – pravidla ukládají omezení pro plánování, která budou následována výrobními/subjekty zúčtování odchylek před navržením harmonogramu:
  - omezení kroku plánu – cílem tohoto pravidla je vyhnout se velkým krokům v plánech výrobců. Ke sledování kroků by bylo vhodné řízení výstupního výkonu vyroben v reálném čase;
  - přizpůsobení plánů výroby k dodržení nasmlouvané hodinové energie, tj. trvalé rampování, čtvrt hodinové plány;
  - posunutí plánu některých výroben, aby se zabránilo velkým krokům výkonu při změně obchodní hodiny. Zvláštním případem jsou PVE s velkým instalovaným výkonem. Zpoždění by mohlo být definováno připínáním jednotlivých bloků vyroben.
- pravidla po navržením plánu – pravidla, která motivují subjekt zúčtování reálně realizovat velké kroky výkonu v plánech výroby po navržením plánů:
  - účtování na základě ramp – nastavení výrobců/subjektu zúčtování je provedeno i přes rampu okolo plánovaných kroků s cílem vytvořit nabídku pro výrobce/subjekt zúčtování a reálně realizovat změnu výstupního výkonu výroby jako rampy;
  - přizpůsobení plánu s ohledem na hodnoty výkonu a času – plány jsou odpovídajícím způsobem upraveny, aby bylo možné uplatňovat omezení plánovaných výkonových kroků. Změny v plánech jsou provedeny tak, aby každý krok plánu bylo oceněn jinak. Potom může nákup a prodej energie zahrnovat finanční náhrady výrobcům/subjektu zúčtování, a to i v případě, že je přizpůsobení plánu energeticky neutrální.

### 11.4.1.1 Přizpůsobení plánů k dosažení pokrytí spotřeby výrobou

Plány dodávání energie se drží hodinových plánů k dosažení pokrytí spotřeby výrobou souvisejícími kroky, které mohou být provedeny pro výrobní bloky, anebo pro výrobní portfolio

dvěma cestami. První cestou je vypočtení ramp výkonů a druhou je rozdělení hodinového plánu do několika bloků s tím, že se každý bude soustředit na pokrytí časového plánu s kratším časovým úsekem.

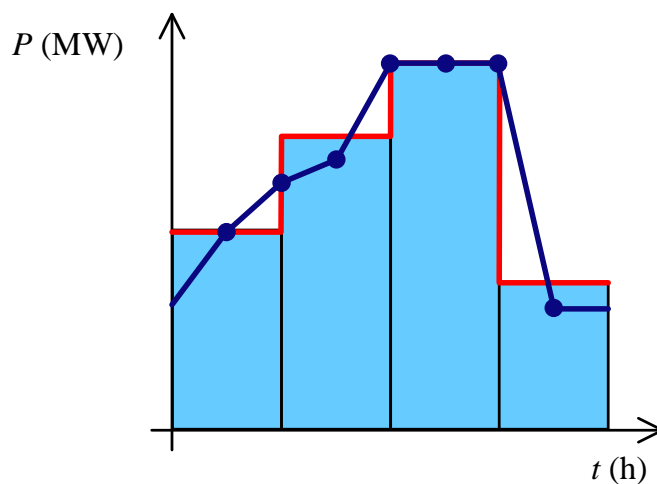
Obě metody mají pozitivní dopad na kvalitu frekvence. Metoda trvalého rampování nabízí výhody, jako je plná eliminace diskrétních změn výstupního výkonu, která vede ke změnám frekvence. Na druhou stranu vyžaduje, aby bylo prováděno monitorování v reálném čase a řízení výstupního výkonu výroby výkonovou rampou vzhledem k tomu, že metoda čtvrt hodin by potřebovala čtvrt hodinové měření a delší časový rámec monitorování a řízení výkonu. Obr. 30 ukazuje příklad trvalého rampování a Obr. 33 zobrazuje čtvrt hodinový obchodní interval.

### 11.4.2 Trvalé rampování

Plány jsou připravovány s půlhodinovými změnami výkonu místo současných hodinových kroků. Plány jsou v souladu se současnými obchodními a provozními postupy. Výrobu lze v případě potřeby přizpůsobit v hodinových nebo čtvrt hodinových změnách výkonu.

Obchodování na trzích probíhá v hodinových blocích. Plány výroby jsou připravovány s těmito kroky: výstupní výkon zůstává konstantní po celou hodinu a při změně hodiny se posune na novou úroveň. Tento postup je zaměřen na lineární spojitý plán elektrárny, takže se jejich výstupní výkon mění lineárně, místo skoku při změně hodiny.

Na Obr. 30 je v modrých sloupcích znázorněna obchodovaná energie za hodinu, červeně je vyznačen plán výroby a tmavě modrou čarou je vyznačen průběh s plánem za použití trvalého rampování výkonu.



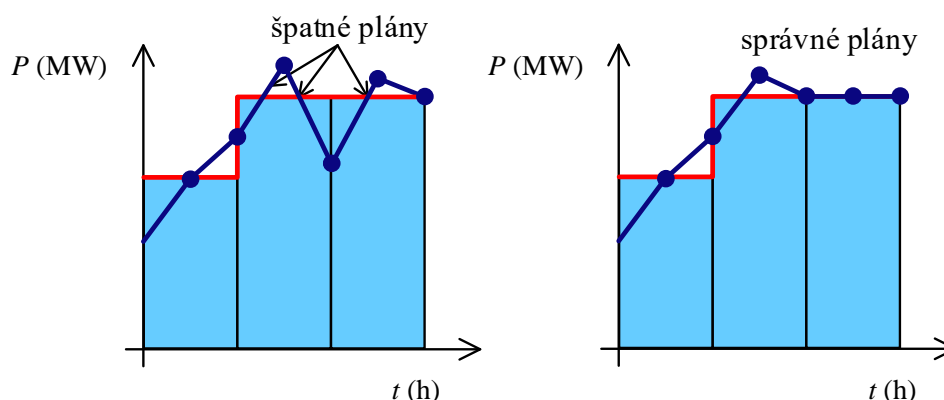
Obr. 30: Hodinový krok plánu vs. trvalé rampování [8]

Návrh je zaměřen na zvýšení výkonu vyroben v době obchodních uzávěrek. Po uzavření plánů výroby jsou předloženy lineární plány výroby PPS, které jsou připraveny podle následujících pravidel:

- plán každého bloku je složen ze dvou hodnot, kterých by se mělo dosáhnout ve 30. minutě a při změně hodiny, přičemž poslední bod je výchozí pro další hodinu. Mezi těmito body se výkon musí lineárně;



- nepotřebné špičky nejsou v plánu povoleny, ukládají další omezení, aby se zabránilo nadměrnému využívání rezerv výkonu. Znaménko trvalého rampování ( $\pm$ ) nelze dvakrát změnit ve dvou po sobě jdoucích blocích.



Obr. 31: Rozdíl ve špatném a správném plánování [8]

Linearizované plány nemusí přesně odpovídat energii prodané v každém zúčtovacím období. Rozdíl vyplývá z lineárního plánu. Když uzná PPS za vhodné, bude upraven tak, aby nedošlo k nerovnováze na výrobních blocích. Rozdíl musí být přijat PPS a musí být vyrovnán před vypořádáním odchylek. Linearizovaný harmonogram se stává základem pro vypořádání s odchylkami. Vypořádání se s těmito odchylkami se může řídit stejnými pravidly, ale nahrazení reálnými odchylkami nesmí být povoleno. V opačném případě by měl výrobce navíc vyrábět obchodovatelnou energii, aniž by se musel plnit linearizovaný plán. Vzhledem k tomu, že ne každý plán výroby může být převeden na lineární plán a plně respektovat s obchodovanou energií, je zavedena odpovědnost obchodníků prodat energetický profil stejný s některými lineárními plány výkonu. Na spotových trzích se v téměř v reálném čase musí prodej energie přizpůsobit tomu, co elektrárny v jejich portfoliu mohou dodat.

Mezinárodní výměny mohou být naplánovány trvalým rampováním výkonu, ale způsob, jak linearizovat např. 24 energetických bloků musí být vzájemně dohodnut mezi PPS na každé straně hranice. V případě, že nebude možné vypočítat lineární plány odpovídající přesně profilu propojení, jakákoliv nerovnováha mezi linearizovaným harmonogramem a energetickým plánem bude obchodována oběma PPS a s dodáním provozních rezerv výkonu.

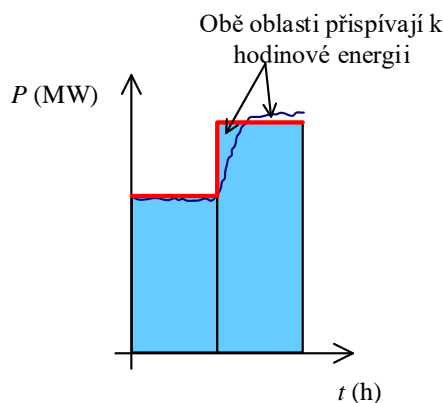
Tento druh linearizace je teoretickým návrhem španělského PPS z roku 2006.

Hlavní výhody:

- skoky v plánu při změně hodiny zmizí;
- postup nezahrnuje žádné mezihodinové obchodování. Pokud plány neodpovídají obchodované energii, rozdíl musí být vyřešen podle pravidel vypořádání se s odchylkami;
- postup nepotřebuje žádnou změnu obchodních podmínek ani harmonizaci doby vypořádání. Nejsou potřeba žádné investice do změny času měření;
- postup nevyžaduje evropské nařízení, jen vnitrostátní (provozní instrukce a vypořádání se s odchylkami).

Nevýhody jsou následující:

- jelikož energie prodaná na trhu nemusí odpovídat skutečně spotřebované, není linearizace tak účinná, jako před liberalizací trhu. PPS musí použít regulační rezervy pro pokrytí špiček plánů výroby a konečné plány nemusí být lineární;
- všechny elektrárny nejsou schopné pracovat podle lineárního plánu (např. PVE při startu). Z toho důvodu musí být plány definovány pro každé portfolio výroby, a ne pro jednotlivé výrobní;
- vypořádání se s odchylkami neposkytuje motivaci ke sledování lineárního plánu, který je definován z hlediska výkonu a ne energie. Výrobní, které nejsou zapojeny do monitoringu, se snaží vytvářet zúčtovací období v momentě, kdy je energie prodána na trhu energeticky neutrálně. Odchylky od lineárního plánu jsou hrazeny ve zúčtovacím období a dále se odchyľují od plánu, jak je uvedeno níže. U těchto výroben by bylo lepší využít metodu plánování ve čtvrthodinách.

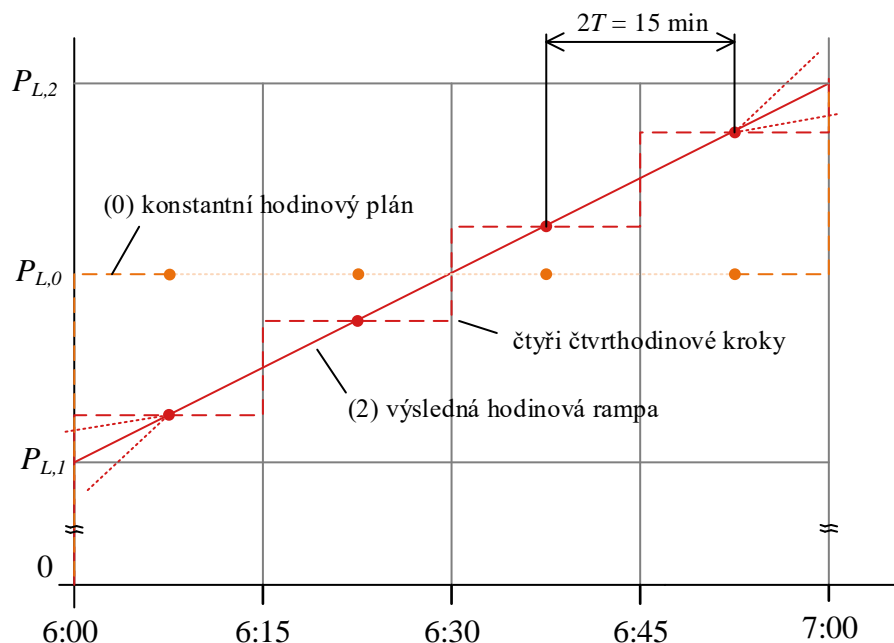


Obr. 32: Aktuální výstupní výkon výroby [8]

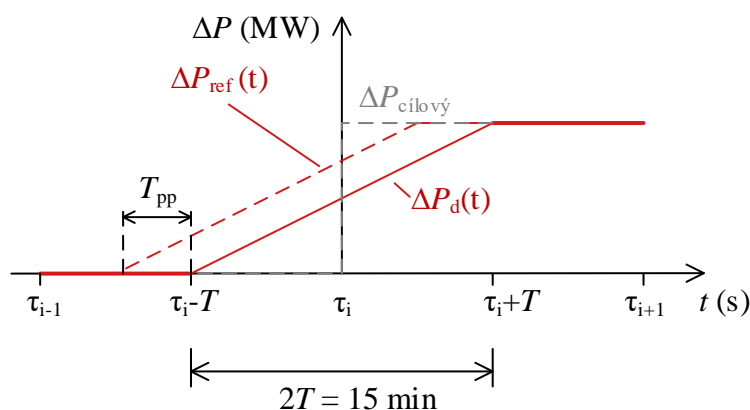
### 11.4.3 Změna obchodního intervalu na čtvrthodinu

Rozdělením hodinového intervalu na čtvrthodinu má být dosaženo udržení hodinové periody obchodování, ale rozdělení cílové hodnoty výkonu při rostoucím zatížení do čtyř patnáctiminutových kroků v rámci každé hodiny. Na Obr. 33 je toto rozdělení zobrazeno.

Z tohoto důvodu jsou nastaveny jen dva body se začátkem ( $P_{L,1}$ ) a koncem ( $P_{L,2}$ ) požadované hodinové časové periody. Výsledkem jsou čtyři rozdílné cílené hodnoty blíže ke skutečnému nárůstu výkonu s měnícím se zatížením než reálné hodinové plány viz. Obr. 33, křivka 0.



Obr. 33: Rozdělení obchodní hodiny na čtvrt hodinové intervaly [8]

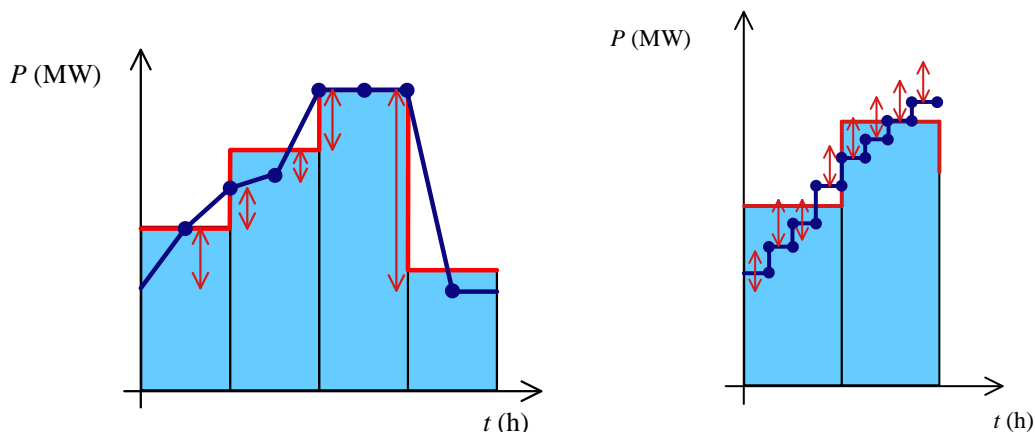


Obr. 34: Změna výměny výkonů do ramp [8]

Následné čtvrt hodinové kroky mohou být provedeny metodou trvalého rampování pro změnu čtvrt hodinových kroků výkonu do ramp začínajících 7,5 minuty před krokem a končící 7,5 minut po kroku. Tato metoda je zobrazena na Obr. 34. Pokud je tato metoda použita současně se čtyřmi čtvrt hodinovými kroky, výsledná rampa je zachycena na Obr. 33 křivka č. 2. Tato křivka odpovídá chování výroby při klasických operacích pokrytí zatížení, ale to je stále založené na plánech, a tudíž mohou být integrovány v rámci partnerství neregulovaného trhu.

Trvalé rampování a čtvrt hodinové kroky výpočtových algoritmů jsou velmi podobné. Tyto upravené plány jsou definovány sadou mezilehlých bodů tak, že dva body definují rampu výkonu a jeden bod definuje krok. Jejich hodnoty jsou vypočítány použitím metody nejmenších čtverců s omezením udržování hodnoty výkonu pro každou hodinu. V případě mezilehlých kroků je cílová funkce součtem čtverců vzdáleností mezi všemi mezilehlými body. Na Obr. 35 jsou příklady vzdáleností, které mají být minimalizovány a které jsou reprezentovány červenými šipkami na dvou hodinových blocích.

V závislosti na charakteristice a regulačním rámci každé země by použitelnost těchto opatření mohla být komplikovaná, proto se tato opatření považují za střednědobá či dlouhodobá.



Obr. 35: Příklady vzdáleností v plánech, které mají být minimalizovány [20]

#### 11.4.3.1 Zkušenosti

Čtvrthodinový interval byl zaveden ve Švýcarsku, bližší informace se lze dozvědět v [43]. Čtvrthodinový plán používají také v Německu [23] a Rakousku [22]. Dle návrhu nařízení evropské komise o vnitřním trhu s elektřinou by měl být interval zúčtování odchylek 15 minut zaveden od 1.1.2025 [30].

Hlavním výhody:

- chování na straně výroby se dostane blíže k chování spotřeby. DFD se výrazně sníží. Díky přiblížení se plánu výroby a odhadu spotřeby (predikci) jsou menší nerovnováhy v zatížení, které způsobí menší DFD;
- obchodování je stále založeno na hodinových krocích;
- pravidla liberalizovaného trhu zůstávají stejná, pouze dochází ke změně plánování;
- ve srovnání s jinými metodami může být vyčleněno pro odchylky a výpadky výroby maximální množství primární regulace zátěže.

Nevýhody jsou následující:

- plány pokrytí výroby spotřebou na straně PPS mohou být časově problematické, vzhledem k doručení plánu 45 minut před hodinou. Aby se předešlo těmto problémům, musí být realizace plánu upravena;
- ne všechny výrobní lze plánovat trvalým rampováním (např. PVE při startu). Nicméně portfolio výroben může být blízko rampy. Z toho důvodu plány mohou být definovány pro každé portfolio, ne pro jednotlivé výrobní. Další možností by mohlo být spínání PVE v krocích.

#### 11.4.4 Plynulé změny plánu velkých přečerpávacích vodních elektráren

Bylo zjištěno, že přečerpávací vodní elektrárny s rychlým nárůstem výkonu způsobují vznik frekvenční odchylky. Tato část se věnuje návrhu různých opatření v oblasti velkých PVE za účelem zmírnění jejich plánované odchylky během normálního provozu, a to zavedením časového posunu pro jejich změnu v plánu výroby, nebo omezením nárůstu výkonu. Metoda může být použita i u jiných typů elektráren. Tato řešení musí být v souladu s možnostmi PPS tak, aby požádaly o rychlé dodání, nebo snížení výkonu v nouzové situaci (bez jakéhokoli omezení).

#### 11.4.4.1 Časová změna plánů výroby

Toto řešení spočívá v předvídání nebo zpoždění změny ve výstupním výkonu elektrárny o několik minut ve srovnání s tím, co je plánováno v harmonogramu výroby. Nejjednodušší řešení spočívá v užití pevného časového posunu pro každou elektrárnu. Každá elektrárna má jiný časový posun (např. mezi  $\pm 10$  minut pro celou, nebo půlhodinovou změnu) tak, aby změny ve výkonu byly rozloženy na dobu několika minut. To umožňuje zabránění jejich synchronizaci v okamžiku přechodu z jednoho stupně plánu do druhého. Složitější a flexibilnější řešení spočívá v použití nastavitelného časového posunu, přizpůsobeného situaci v síti. V takovém případě časový posun může být upraven nebo řízen PPS.

Podle vzoru frekvenčních odchylek může mít spouštění PVE zpoždění v ranních hodinách (kladné odchylky frekvence). Stejně tak i jejich zastavení může mít zpoždění, a to ve večerních hodinách (záporné odchylky frekvence). Z tohoto pozorování můžeme usuzovat, že zavedení pevných zpoždění na elektrárnách by mohlo stačit k dosažení hlavní části zamýšlených výhod.

Rozdíl energie mezi plánem a skutečnou předanou energií (s časovým posunem) by mohl být začleněn do systému zúčtování odchylek. V tomto případě metoda stanovení cen a jednotný systém úhrady nákladů musí být navržena tak, aby byla zajištěna finanční rovnováha systému.

#### 11.4.4.2 Omezení nárůstu výkonu

Předchozí řešení (časový posun plánovaných změn) nevyřeší vyhnutí se velké odchylce výkonu na jedné elektrárně (v rozsahu 1000 MW). Velké PVE jsou obvykle složeny z několika bloků a spouštění nebo zastavení různých bloků je možné rozložit tak, aby byla dodržena nárůstová konstanta. Změna výkonu by mohla být snadno omezena na přibližně 200 až 250 MW/min pro každou elektrárnu v závislosti na místních podmínkách. Snížení gradientu se však doporučuje také, aby se snížily negativní účinky a nadměrné opotřebování komponent elektrárny. Jak již bylo zmíněno, PPS musí mít stále možnost v mimořádných situacích požádat o rychlé dodání nebo snížení výkonu.

Rozdíl energie mezi plánem a skutečnou dodanou energií (s omezeními nárůstu) by mohlo být také integrováno do zúčtování odchylek s vhodným mechanismem stanovování cen a úhrady nákladů schématu.

#### 11.4.4.3 Zkušenosti

Ve Francii je většina z velkých PVE vybavena časovačem (asi 25 elektráren s výkonem vyšším než 100 MW), který pohyblivě systematicky mění výstupní výkon několik minut před nebo po očekávané době vzniku odchylky frekvence. Časový posun je stanoven na jednu elektrárnu a každá z nich má jiný časový posun (mezi  $\pm 10$  minut). Toto rozložení je prováděno na úrovni elektráren, a nikoli výrobních bloků.

#### 11.4.4.4 Zavedení

Zmiňovaná opatření vyžadují instalaci časovačů v PVE, aby bylo možné rozložit spouštění nebo zastavení různých bloků nebo elektráren na základě informací, poskytnutých standardními plány. V případě mimořádných příkazů zasílaných PPS s cílem dosáhnout co nejrychlejší dodávky energie nebo jejího snížení musí být tyto časovače zakázány. Také je zapotřebí upravit postup pro zúčtování odchylek.

Hlavní výhody:

- opatření umožňují snížení ostrého kolísání výroby z PVE, které byly shledány důležitou příčinou pro vznik frekvenční odchylky;
- realizace opatření ve stávajících PVE se zdá být poměrně jednoduchá, vyžaduje drobné technické úpravy;
- malý dopad na návrh změny trhu a pravidel.

Hlavní nevýhoda:

- opatření jsou pravděpodobně nedostatečná k vyřešení celého problému s DFD, očekává se však významné zlepšení.

#### 11.4.5 Pokračování opatření a rozvržení pravidel v dlouhodobém horizontu

V dlouhodobém horizontu by měl být zásah PPS v procesu plánování omezen na minimum, protože účinná pravidla by měla motivovat subjekty zúčtování k vyvážení své pozice a zlepšit pokrytí zatížení. Nicméně, data o výstupním výkonu výroben jsou pro PPS nezbytná k minimalizování DFD za účelem dohlížení na výrobní a subjekty zúčtování.

Možnosti PpS PPS a určení pravidel po navržení plánu v dlouhodobém měřítku by měla být nastavena v dlouhodobém horizontu v závislosti na příchozích plánech. Výsledná změna vypořádání s odchylkami by měla být energeticky vyrovnaná jak pro výrobní, tak i pro subjekty zúčtování. Vyrovnávací mechanismus by měl být definován tak, aby se zabránilo vedlejším účinkům na účastníky trhu při zúčtování odchylek. V případě, že vypořádání s odchylkami zahrnuje přenos energie, bude PPS zaujímat pozici balancování energie sám (subjekt zúčtování si nemůže vyrovnat pozici sám v případě, že trhy jsou uzavřeny).

### 11.5 Vyhodnocení simulací DFD

Ve studii [8] byly provedeny simulace, které se soustředily na míru pozitivního dopadu navržených řešení na frekvenční odchylky. Poznatky jsou shrnuty v Tab. 10.

Tab. 10: Porovnání navržených metod s ohledem na frekvenční odchylku [8]

Metoda	hodinový plán	půlhodinový plán	čtvrthodinový plán	změna rychlosti najetí PVE
Kladné frekvenční odchylky (mHz)	134	3	10	46
Záporné frekvenční odchylky (mHz)	-120	-3	-5	-32

Dalším důležitým parametrem bylo určení množství regulační energie, které bude zapotřebí k zajištění výkonové rovnováhy. Výše regulační energie je odvozena od počátečního případu, kdy se uvažovalo s využitím veškeré regulační energie.

Tab. 11: Množství regulační energie, užitá vlivem výskytu DFD při navržených řešeních [8]

Metoda	hodinový plán	půlhodinový plán	čtvrthodinový plán	změna rychlosti najetí PVE
regulační energie, vztažená k původnímu případu (%)	100	9	10	67

## 11.6 Dotazník VGB

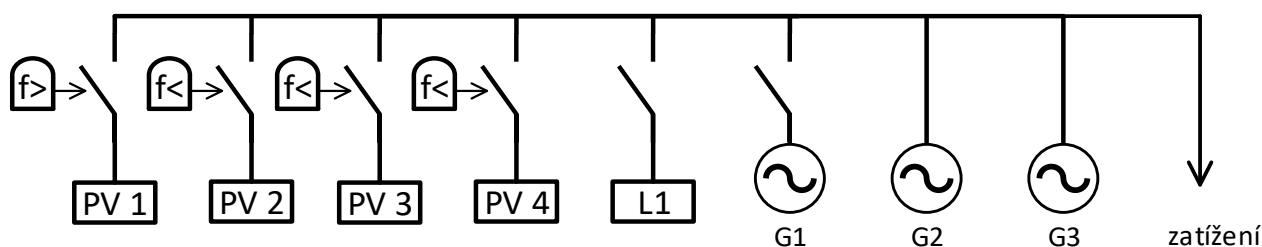
Ve studii [8] byly shrnuty výsledky dotazníku, jehož cílem bylo získání obrazu trhu a výroby v Evropě. Tento dotazník byl rozdělen do dvou hlavních částí na chování výroby (typ plánu, typ vypořádání se s odchylkami, možnosti harmonizace trhu) a chování PPS k odchylkám frekvence. Analyzovány byly dotazníky od 12 společností, včetně PPS a PDS. Výsledkem dotazníku byly návrhy a řešení, které respondenti uvedli v dotazníku.

### 11.6.1 Návrhy a řešení respondentů dotazníku VGB

- při uvažování pomalých bloků (např. tepelný) proces plánování může být použit pouze pro krok, který respektuje míru skutečné rampy ( $\text{MW/min}$ ) \* 30 min. pro hodinový časový rámec nebo ( $\text{MW/min}$ ) \* 7,5 min pro čtvrt hodinový časový rámec;
- prosazení potřebné ceny rampy pro rychlé elektrárny, využívajících sekvenční start/stop do/z minimálního zatížení a nastavení rampy v regulátoru. Je nezbytné přijmout lineární rampu s podobnou výměnou  $\pm 5$  min;
- snaha definovat subjekt zúčtování s pomalými a rychlými bloky, schopnými následovat spotřebu (vlastní zátěž) a vyvážený trh;
- použití rychlosti rampování v procesu vypořádání;
- použití kratšího časového kroku v harmonogramu (půl hodiny, nebo deset/patnáct minut) a společný přístup k plánům pro výměnu ve stejném časovém okně. Odlišný přístup k délce časového intervalu by mohl být výhodou k vývoji frekvence;
- vytvořit monitorovací proces pokrytí zatížení nejen na úrovni PPS, ale také na úrovni stran, odpovědných za odchylku. Tento proces se musí orientovat na plán chování vyroben v časovém okně 10 minut, zaměřený na změnu obchodní hodiny. Dodat on-line měření zatížení straně odpovědné za odchylku.

## 12 SIMULACE PŘI PŮSOBNÍ REGULÁTORU OSTROVNÍHO PROVOZU V ČESKÉ REPUBLICE

Pro simulace byl využit jednodušový model, který vychází z [10], [6]. Jedná se o model pro simulace frekvenční stability synchronně provozované kontinentální Evropy. Tento model je založen na podmínkách definovaných v [6]. Simulace byly prováděny v prostředí programu MODES. Model je složen ze čtyř modulů, které reprezentují výkon FVE (moduly jsou značeny jako PV na Obr. 36), který je odpojován při dosažení hraničních hodnot frekvence při nadfrekvenci (50,2 Hz) a při podfrekvenci (49,8; 49,7 a 49,5 Hz). Moduly reprezentující FVE jsou odpojovány pomocí nastavených frekvenčních ochran, které provedou odpojení modulu při překročení, nebo podkročení nastavené hodnoty frekvence. Blok L1, připojený přes vypínač, reprezentuje výkon, kterým je stanoven referenční výpadek 2 000 MW zatížení, který způsobí nadfrekvenci systému. Dále jsou modelovány generátory, které zastupují svá regulační specifika. Generátorem G1 je na Obr. 36 reprezentován referenční výpadek 3 000 MW výroby, kterým je dimenzována primární regulace výkonu celého propojeného systému. Generátor G2 představuje výrobní zdroje a jejich specifika celé propojené kontinentální Evropy o velikosti instalovaného výkonu 271 425 MVA (pro modelování případu s podmínkami vycházející ze studie pracovní skupiny System Protection and Dynamics ENTSO-E (SPD)). Generátor G3 představuje Českou republiku, reprezentovanou výkonem 7 600 MVA se specifickým automatickým přechodem do ostrovního provozu při frekvenční odchylce vyšší než  $\pm 200$  mHz. Tato regulace je někdy nazývána také otáčková a byla blíže popsána v kapitole 3.1.5. Posledním naznačeným prvkem na Obr. 36 je zatížení, které bylo uvažováno 220 GW. V simulaci byl předpokládán samoregulační efekt zátěže 2 %/Hz.

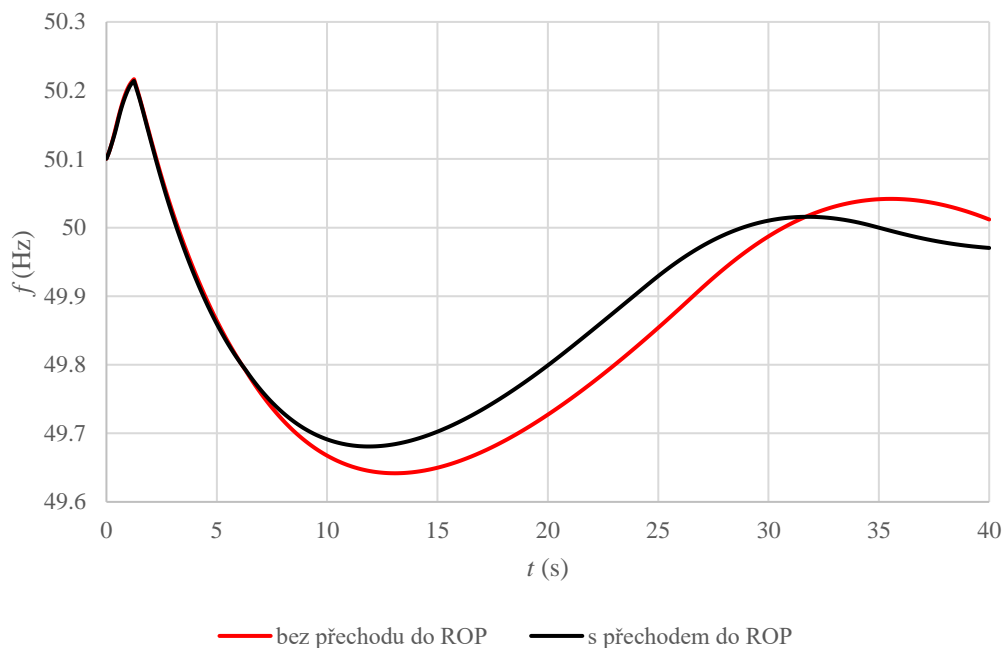


Obr. 36: Zjednodušený model odpojování FVE pro určení frekvenční stability

### 12.1 Simulace nadfrekvence

Z prvního grafu (zobrazeného na Obr. 37) při simulaci nadfrekvence je zřejmé, že výchozí hodnota frekvence není nominální hodnotou frekvence 50 Hz, ale vychází se z případu, kdy je frekvence vlivem rozruchu v síti rovna hodnotě 50,1 Hz. Vlivem výskytu normativní události odpojení 2 000 MW zatížení dojde k překročení hodnoty 50,2 Hz. Po překročení této hodnoty dojde k odpojení 4 500 MW neretrofitovaných FVE. Po podkročení hodnoty 49,8 Hz je odpojeno dalších 142 MW FVE vlivem podfrekvence. Při porovnání průběhů s působením ROP v České republice je zřejmé, že k ustálení frekvence dojde dříve a pokles není tak velký jako v případě bez působení ROP v ČR.



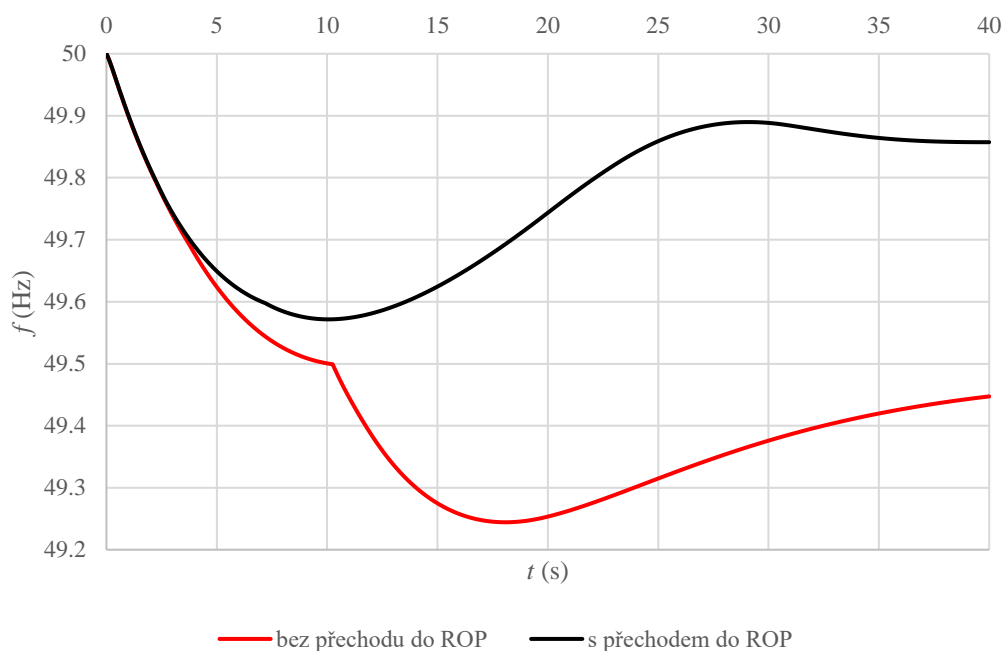


Obr. 37: Porovnání průběhu nadfrekvence při působení a nepůsobení ROP v ČR

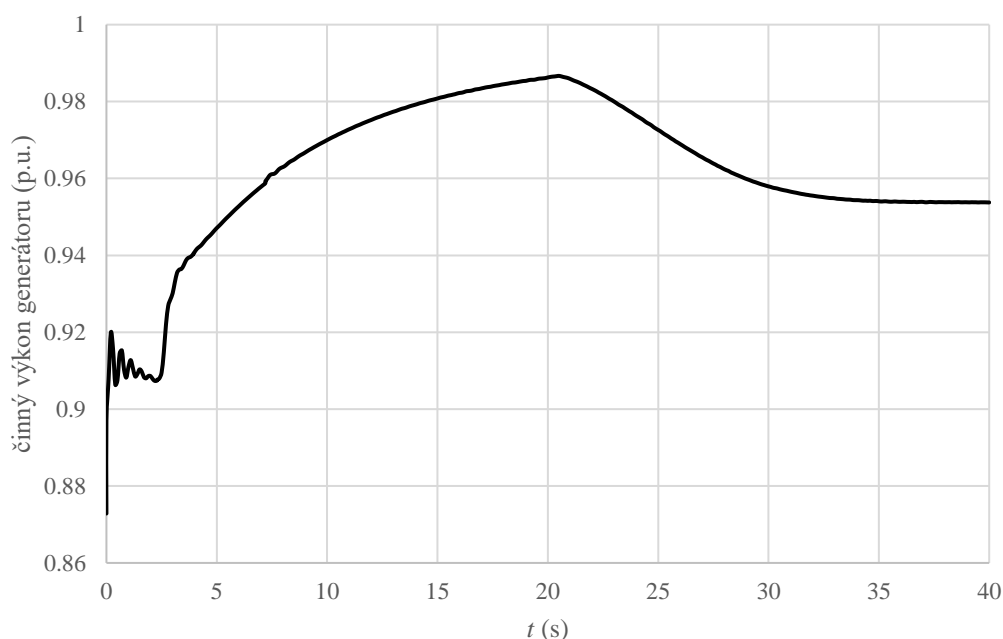
## 12.2 Simulace podfrekvence

Při simulaci podfrekvence (zobrazené na Obr. 38) došlo v čase  $t = 0$  s k odpojení referenčního množství výroby 3 000 MW, a tím byl vyvolán pokles frekvence, kdy při podkročení hodnoty 49,8 Hz bylo odpojeno 86 MW výkonu FVE, 49,7 Hz 470 MW výkonu FVE a při podkročení hodnoty 49,5 Hz 2 093 MW výkonu FVE. Z průběhů je zřejmé, že při působení ROP v České republice již nedojde k podkročení hodnoty 49,5 Hz a dojde k dřívějšímu ustálení průběhu frekvence.

Na Obr. 39 je zobrazen průběh činného výkonu v bloku, který reprezentuje Českou republiku. Z průběhu je patrné, že po výpadku zdroje elektrárny výkon nejdříve snižují, jelikož jsou v regulaci výkonu a snaží se udržet zadanou hodnotu výkonu. Výkon je zvyšován, až když se řízení turbín v České republice automaticky přepne do otáčkové regulace při odchylce kmitočtu vyšší než 200 mHz. Po přepnutí do ostrovního provozu začaly elektrárny zvyšovat výkon a regulační ventily turbín byly do 23 s plně otevřeny a výkon turbíny postupně narůstal (vlivem setrvačnosti páry ve vysokotlaké a nízkotlaké části). Od 23 s se začaly ventily uzavírat při zotavující se frekvenci a výkon turbíny klesal.



Obr. 38: Porovnání průběhů podfrekvence při působení a nepůsobení ROP v ČR

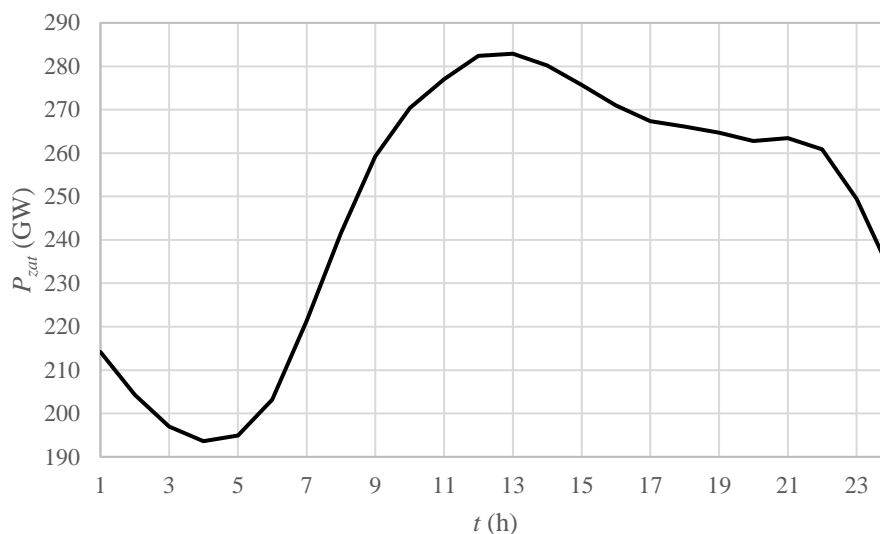


Obr. 39: Průběh činného výkonu generátoru v České republice při působení ROP

### 12.3 Reálné podmínky v ES

V reálném provozu lze z Obr. 40 pozorovat, že zatížení kontinentální Evropy se pohybuje okolo hodnoty 220 GW pouze v noci, kdy FVE nejsou v provozu. Průběh byl záměrně vybrán ze srpna, kdy je zatížení nejmenší v celém roce. Model, který vytvořila pracovní skupina ENTSO-E SPD, pracoval s velmi nízkou hodnotou setrvačnosti a zatížení. Při normálním provozu sítě je uvažována hodnota setrvačnosti 10 s, v modelu byla uvažována pouze 5 s. Z důvodu těchto podmínek pro výpočet, které nevycházely z reálného provozu sítě, byly provedeny variantní

výpočty na jednodužlovém modelu synchronně provozované kontinentální Evropy, aby byl určen vliv velikosti zatížení a setrvačnosti na odchylku frekvence.

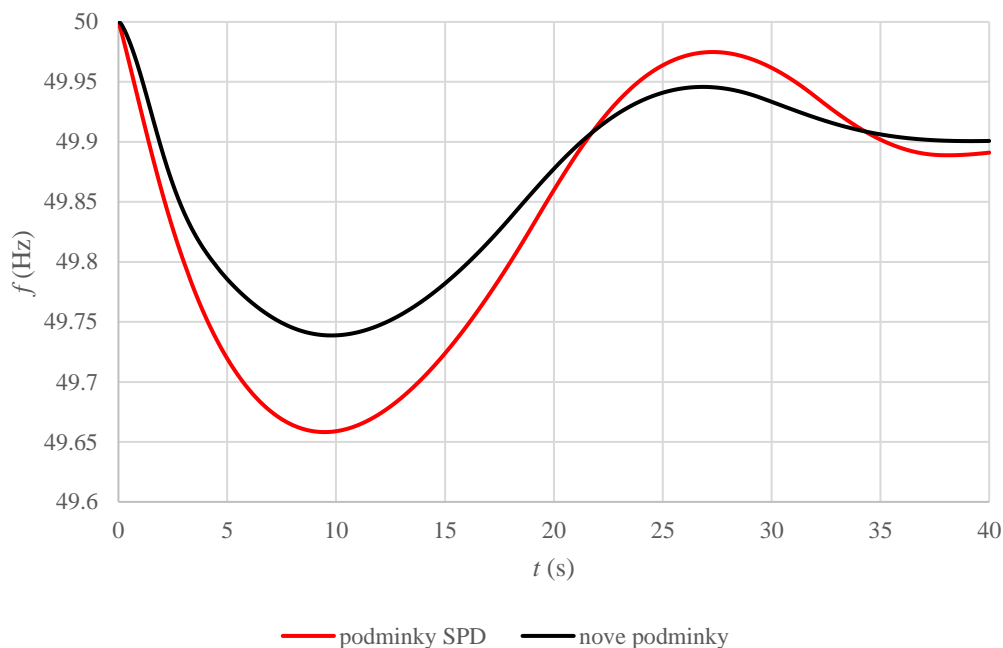


Obr. 40: Hodinový diagram zatížení kontinentální Evropy z 19.8.2015 [19]

Z průběhů zatížení byly z dat, která poskytuje ENTSO-E, vybrány dvě hodnoty zatížení, kterých je reálně dosaženo během dne. Hodnoty zatížení kontinentální Evropy se pohybují okolo hodnoty 280 GW, proto byly vybrány hodnoty zatížení 280 GW a 290 GW. Jako referenční hodnota zatížení, uvažovaná pracovní skupinou ENTSO-E SPD, byla hodnota 220 GW. Setrvačnost byla zvětšena z hodnoty 5 s na hodnoty 7 a 10 s.

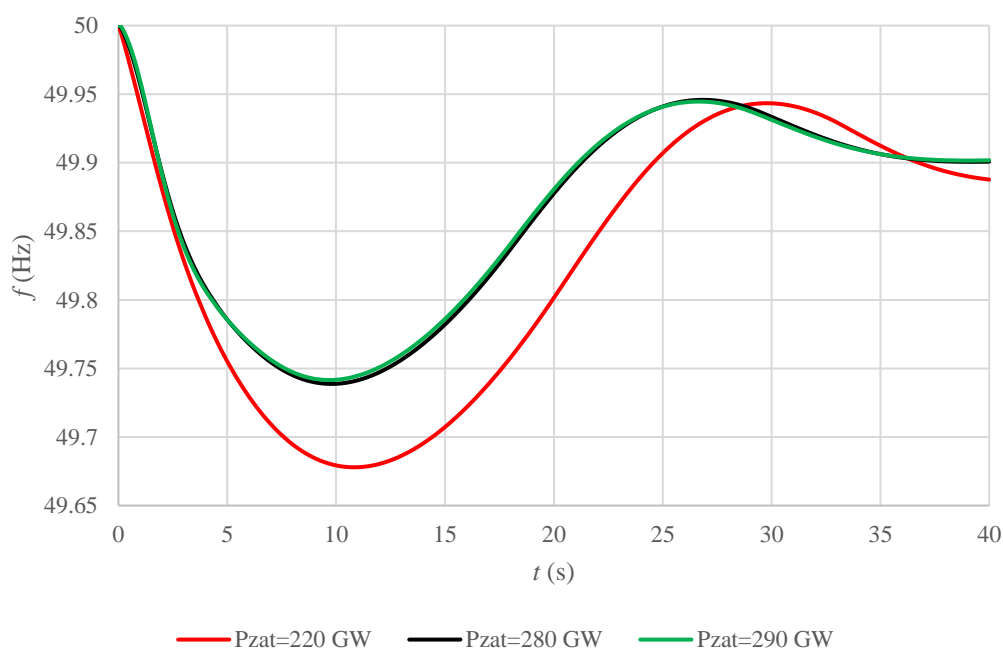
Variantní výpočty byly uvedeny jen pro podfrekvenční stav, který je nebezpečnější než nadfrekvenční stav. Podfrekvence je horším stavem z důvodu možného frekvenčního odlehčování zátěže, které nastane při poklesu frekvence v síti pod hodnotu 49 Hz (záleží na nastavení v každé zemi, obvykle se hodnota pohybuje v mezích 49 – 49,1 Hz) a způsobí odpojování spotřebitelů od sítě. Nadfrekvenční stav může být technicky snadněji řešen omezením výroby.

Výsledky modelování jsou zobrazeny na Obr. 41, bylo simulováno porovnání podmínek SPD a nově definovaných podmínek, které lépe reprezentují reálný stav v síti. Z průběhu je zřejmé, že při uvažování nových poměrů není frekvenční propad tak hluboký, jako při stavu, který uvažovala pracovní skupina SPD. Propad frekvence není tak výrazný především vlivem zvýšení zatížení, které má velký vliv na odchylku frekvence. Zvýšením zatížení totiž dojde ke zvětšení regulačních rezerv, které jsou zdroji poskytovány. Kladně se projevila i vyšší setrvačnost systému a regulační efekt zátěže.



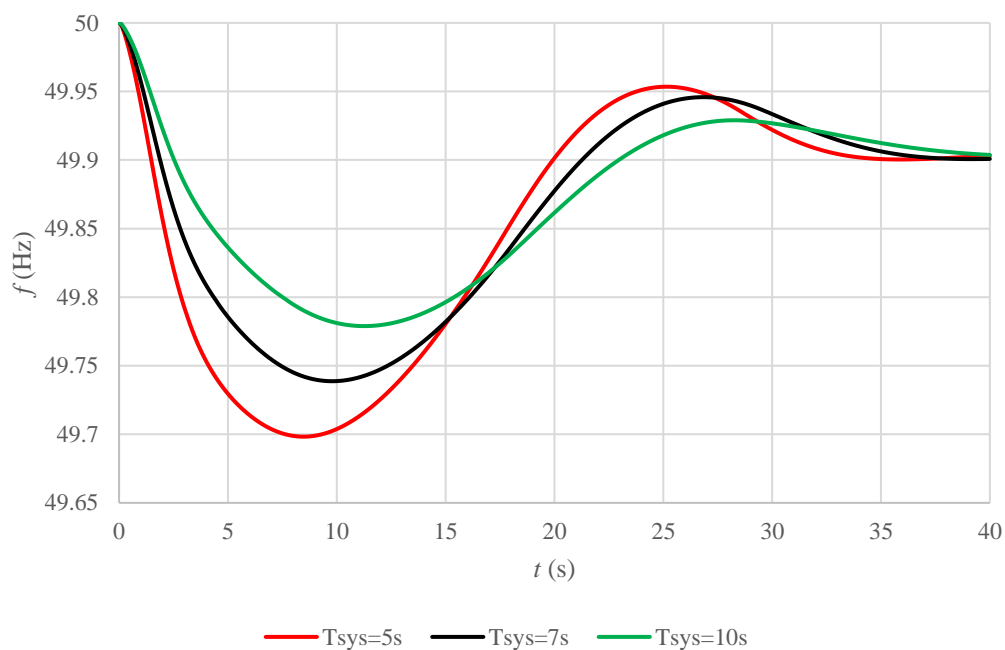
Obr. 41: Průběh při podfrekvenci s modelem obsahujícím reálnější podmínky provozu ES

Na Obr. 42 jsou zobrazeny průběhy simulací s různými zatíženími systému, které jsou bližší reálným hodnotám v ES. Z průběhů je patrné, že při zvyšování hodnot zatížení dosahuje pokles průběhu frekvence vyšších hodnot frekvence. Z průběhů je patrné, že při větším zatížení soustavy a stejným objemem odpojovaných FVE je menší pokles frekvence. Frekvence poklesne méně jak v maximální, tak i v ustálené hodnotě, to je dáno větším regulačním efektem zátěže a také větší setrvačností soustavy a vlivem vyššího počtu zdrojů. Hodnoty odpojovaných výkonů FVE byly převzaty ze simulací, provedených pracovní skupinou ENTSO-E SPD. Setrvačnost byla uvažována při simulaci s hodnotou 7 s.



Obr. 42: Simulace různě velkých zatížení systému s dopadem na odchylku frekvence

Jak již bylo uvedeno, model SPD uvažoval s nízkou setrvačností systému. Pro určení vlivu setrvačnosti byly provedeny simulace s hodnotou zatížení 280 GW. Při simulaci byly měněny hodnoty setrvačnosti. Výchozí byla hodnota  $T_{sys} = 5$  s, uvažovaná pracovní skupinou SPD, dalšími uvažovanými hodnotami byla hodnota  $T_{sys} = 7$  s a hodnota, se kterou je kontinentální Evropa běžně provozována:  $T_{sys} = 10$  s. Z průběhů je zřejmé, že se zvyšující se setrvačností je propad v průběhu frekvence v prvních okamžicích nižší.



Obr. 43: Simulace různě velkých setrvačností systému s dopadem na odchylku frekvence

## ZÁVĚR

Diplomová práce s názvem Vliv odstavování fotovoltaických elektráren při odchylkách kmitočtu v první kapitole shrnuje teoretické poznatky k regulaci frekvence v ES. V rámci teorie byla snaha vytvořit souhrn všech požadavků a dostupných služeb k vyrovnávání systémové odchylky. Popsány jsou funkce primární a sekundární regulace, minutové zálohy, schopnosti snížení výkonu, ostrovního provozu, startu ze tmy a dodávky energie ze zahraničí. Dále byly uvedeny také požadavky na zdroje, které tyto služby poskytují.

Na kapitulu o teoretickém rozboru frekvenčních odchylek navazuje pohled sdružení provozovatelů přenosových soustav ENTSO-E. ENTSO-E definovala šest základních stavů propojeného systému, podle kterých je hodnocen aktuální stav sítě. Definovala také normativní událost, která určuje velikost primární regulace (při odpojení 3 000 MW výroby nesmí dojít k frekvenčnímu odlehčení zátěže a poklesu frekvence o více než 800 mHz). ENTSO-E provádí pravidelné studie, které se zabývají bezpečností ES a bylo odhaleno, že s nárůstem intermitentních zdrojů došlo k výraznému snížení bezpečnosti propojeného systému. Toto snížení bezpečnosti vyvolalo požadavek ke změně frekvenčního pracovního pásma FVE, jelikož při jejich častém odpojování docházelo k prohlubování poruchových stavů. Byla provedena klasifikace stavu a rozdělení na podfrekvenční a nadfrekvenční odchylku. Nasimulovány byly tyto dva stavy a také byla provedena studie instalovaného výkonu těchto zdrojů. Podle množství instalovaných výkonů v jednotlivých státech byl rozdělen požadavek na retrofit (přenastavení frekvenčních mezí z hodnot 49,8 – 50,2 Hz na 47,5 – 51,5 Hz). Simulace byly provedeny pro stav před retrofitem dvou států s nejvyšším instalovaným výkonem (Německo a Itálie) a po retrofitu. Z grafů, uvedených v kapitole 4.6 a 4.7, lze vyčíst, že retrofit pomohl snížit riziko frekvenčního odlehčení při výskytu normativních událostí. Nastavení pracovního pásma elektráren bylo zaneseno v novém nařízení Evropské komise č. 2016/631, týkajícího se požadavků na nově instalované zdroje.

Další kapitola je soustředěna na situaci v České republice. Kapitola obsahuje souhrn podmínek pro nastavení odezvy výkonu výroben na změnu frekvence, požadavky na frekvenční ochrany a opatření proti odchylkám frekvence. Další důležitou částí je shrnutí závěrů ze studie společnosti EGC-EnerGoConsult ČB s.r.o. Společnost EGC provedla studii pro zavedení retrofitu v České republice a na její doporučení se došlo k rozhodnutí, že retrofitovány budou elektrárny s instalovaným výkonem vyšším než 100 kWp. Studie ovšem odhalila, že ne všechny FVE mohou být podrobeny retrofitu, jelikož jejich střídače nejsou schopny vyhovět podmínce plynulého snižování výkonu při nadfrekvenci. Z tohoto důvodu bylo vytvořeno stupňovité odpojování FVE při nadfrekvenci.

Další část je zaměřena na situaci v Německu. Rozebrán je především kodex sítě Transmission code 2007, který je výchozím dokumentem pro PPS a PDS. Retrofit je v Německu definován nařízením o stabilitě provozu decentralizovaných zdrojů SysStabv, které definuje, že musí být retrofitovány všechny FVE s instalovaným výkonem vyšším než 10 kWp, připojené do NN sítě a s instalovaným výkonem vyšším než 30 kWp, připojené do VN sítě. Jelikož v Německu není jeden PPS, musely být v rámci studie přeloženy kodexy jednotlivých PPS. V Německu provozují PPS společnosti Tennet, Amprion, 50Hz Transmission a Transnet BW.

Ve zbylých zemích jsou uvedeny jejich specifika, která se drobně liší od plánů, které byly uvedeny v Německu nebo České republice.

V rámci studie provedení retrofitu byli kontaktováni PPS z Německa, Itálie, Francie a Španělska. Z kontaktovaných PPS odpověděli na dotaz ohledně provedení retrofitu pouze

zástupci Španělské PPS RED Electrica de Espana tak že retrofit neprováděli. V rámci České republiky byly osloveny společnosti ČEZ Distribuce a.s., E.ON Distribuce a.s. a LDS Sever, spol. s.r.o. Na PDS byl kladen dotaz ohledně provedení retrofitu v České republice. Z kontaktovaných PDS odpověděli pouze zástupci ČEZ Distribuce a.s., kteří se odmítli vyjádřit k retrofitu s ohledem na zachování know-how a ochranu práv zákazníků. Ze společnosti E.ON Distribuce a.s. byla poskytnuta zpráva, že retrofit frekvenčních relé FVE je ve stádiu příprav.

V následující části bylo popsáno rozložení fungování trhu s elektřinou v České republice, aby byly lépe pochopeny deterministické odchylky frekvence. Deterministické odchylky frekvence se vyskytují v ranních a večerních hodinách. Odchylky frekvence vznikají nepokrytím zatížení výrobou z důvodu nepřesné předpovědi zatížení. V kapitole 11 jsou popsány deterministické frekvenční odchylky z pohledu studií, které byly provedeny ve spolupráci ENTSO-E a EURELECTRIC. Ze studií jsou uvedeny části, které se týkají rozboru příčin vzniku deterministických odchylek frekvence a návrhu jejich eliminace. Řešení je navrženo z pohledu teoretického i reálného snížení a předcházení vzniku deterministických frekvenčních odchylek. Návrhy jsou ověřeny simulacemi, ze kterých nejúčinněji vychází rozdělení obchodního intervalu na čtvrt hodinu. Rozdělením obchodního intervalu dojde k lepšímu pokrytí zatížení. Toto rozdělení je předmětem návrhu nařízení Evropského parlamentu č. 2016/0379 (COD) a mělo by být přijato k 1.1.2025. Plánování výroby ve čtvrt hodinách je již zavedeno ve státech jako je Německo, Rakousko či Švýcarsko.

Z provedené analýzy možnosti omezení frekvenčních odchylek se jeví nejjednodušším východiskem v České republice zavedení možnosti posunutí času nájezdu/odstavení velkých PVE podle předpokladu vzniku frekvenční odchylky. Toto posunutí by mohlo být zavedeno po konzultaci s provozovatelem velkých PVE a zavedení odpovídající legislativní podpory.

V poslední části jsou uvedeny výsledky simulací z programu MODES. Využit byl dodaný jednodušší model kontinentální Evropy. Na modelu byly vytvořeny variantní výpočty frekvenční stability. Modelován byl případ s jednotkou České republiky, která obsahuje automatický přechod do ostrovního provozu. Tato funkce je ojedinělá v celé kontinentální Evropě a simulován byl jeho pozitivní vliv při vyrovnávání se s odchylkami frekvence a následným odstavováním neretrofitovaných FVE. Bylo vyhodnoceno, že uvažované zatížení systému 220 GW je příliš nízké, stejně jako časová konstanta systému, která byla uvažována poloviční, oproti normálnímu provozu. Proto byl vytvořen model s reálnějšími podmínkami stavu sítě, který ukazuje, že odchylka frekvence nebude tak velká, jak bylo uvažováno v modelu. Modelovány byly případy s variantními úrovněmi zatížení a setrvačnosti s výsledkem, že vyšší zatížení ovlivní frekvenci více než změna setrvačnosti.

Provedené simulace prokázaly zmenšení rizika hromadného vypínání FVE v důsledku působení frekvenčních relé vlivem lepší regulace turbín v ČR (automatický přechod do ostrovního provozu). Je potřeba také zmínit, že simulacemi na jednodušším modelu nelze přesně napodobit chování propojeného systému kontinentální Evropy včetně systémových kyvů. Podrobnější studium frekvenčních odchylek a realističtější simulace ovšem vyžaduje detailnější a složitější dynamické modely kontinentálního synchronního propojení.

## POUŽITÁ LITERATURA

- [1] Vyhláška č. 408/2015 Sb. *Pravidla trhu s elektřinou*. Jihlava: Energetický regulační úřad, 2015.
- [2] ASSESSMENT OF THE SYSTEM SECURITY WITH RESPECT TO DISCONNECTION RULES OF PHOTOVOLTAIC PANELS: version 3.0. [online]. Brussels: AISBL, 2016 [cit. 2017-01-02]. Dostupné z: [https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/Documents/120530\\_Assessment\\_of\\_the\\_System\\_security\\_with\\_respect\\_to\\_disconnection\\_rules\\_of\\_PV\\_Panels.pdf#search=120530](https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/Documents/120530_Assessment_of_the_System_security_with_respect_to_disconnection_rules_of_PV_Panels.pdf#search=120530)
- [3] Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique. *Legifrance* [online]. Paris: Legifrance, 2016 [cit. 2017-01-02]. Dostupné z: [https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do;jsessionid=0529CA073C4F9BBF79D9E1D BE64FD65D.tpdila23v\\_1?cidTexte=JORFTEXT000018698004&dateTexte=20161027](https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do;jsessionid=0529CA073C4F9BBF79D9E1D BE64FD65D.tpdila23v_1?cidTexte=JORFTEXT000018698004&dateTexte=20161027)
- [4] BOE-A-2009-8813. Resolución de 18 de mayo de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban los procedimientos de operación del sistema 1.6, 3.1, 3.2, 3.3, 3.7, 7.2, 7.3 y 9 para su adaptación a la nueva normativa eléctrica: Disposiciones generales. 2009. Madrid: Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, 2009.
- [5] BOE-A-2011-19242. Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. 2011. Madrid: Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, 2011.
- [6] Continental Europe Operation Handbook: P1 – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance [C]. *ENTSO-E* [online]. Brussels: AISBL, 2017 [cit. 2017-05-03]. Dostupné z: [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/library/publications/entsoe/Operation\\_Handbook/Policy\\_1\\_final.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf)
- [7] Čtvrtletní zpráva o provozu ES ČR II. čtvrtletí 2016. *ERU* [online]. Jihlava: ERU, 2016 [cit. 2017-01-02]. Dostupné z: [http://www.eru.cz/documents/10540/2298821/Ctvrtletni\\_zprava\\_2016\\_II\\_Q.PDF/9d5b0204-d69d-4917-8afc-ea7beeddb4db](http://www.eru.cz/documents/10540/2298821/Ctvrtletni_zprava_2016_II_Q.PDF/9d5b0204-d69d-4917-8afc-ea7beeddb4db)
- [8] *Deterministic frequency deviations – root causes and proposals for potential solutions* [online]. Brussels: AISBL, 2011 [cit. 2017-04-06]. Dostupné z: [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/library/publications/entsoe/120222\\_Deterministic\\_Frequency\\_Deviations\\_joint\\_ENTSOE\\_Eurelectric\\_Report\\_Final.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/entsoe/120222_Deterministic_Frequency_Deviations_joint_ENTSOE_Eurelectric_Report_Final.pdf)
- [9] DISPERSED GENERATION IMPACT ON CE REGION SECURITY: DYNAMIC STUDY 2014 REPORT UPDATE. *ENTSO-E* [online]. Brussels: AISBL, 2014 [cit. 2017-01-02]. Dostupné z: [https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/Continental\\_Europe/141113\\_Dispersed\\_Generation\\_Impact\\_on\\_Continental\\_Europe\\_Region\\_Security.pdf#search=dispersed%20generation%20impact](https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/Continental_Europe/141113_Dispersed_Generation_Impact_on_Continental_Europe_Region_Security.pdf#search=dispersed%20generation%20impact)
- [10] DISPERSED GENERATION IMPACT ON CONTINENTAL EUROPE REGION SECURITY: ENTSO-E Position paper. [online]. Brussels: AISBL, 2014 [cit. 2017-01-02]. Dostupné z:



- [https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/150113\\_ENPPS-E\\_Position\\_Paper\\_Dispersed\\_Generation\\_Impact\\_on\\_CE\\_Security.pdf#search=150113](https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/150113_ENPPS-E_Position_Paper_Dispersed_Generation_Impact_on_CE_Security.pdf#search=150113)
- [11] Dohoda o podmínkách nákupu a poskytování podpůrných služeb v letech 2016 až 2018. ČEPS, a.s. [online]. Praha: ČEPS, 2017 [cit. 2017-04-06]. Dostupné z: [https://www.ceps.cz/CZE/Data/Dokumenty/Documents/Smlouvy%20PpS/Dohoda%20PpS%2016-18\\_web.pdf](https://www.ceps.cz/CZE/Data/Dokumenty/Documents/Smlouvy%20PpS/Dohoda%20PpS%2016-18_web.pdf)
- [12] Dohoda o rámcových podmínkách nákupu a poskytování SV30 (snížení výkonu) pro období od 01. 01. 2015 do 31. 12. 2018. ČEPS, a.s. [online]. Praha: ČEPS, 2017 [cit. 2017-04-06]. Dostupné z: [https://www.ceps.cz/CZE/Data/Dokumenty/Documents/Smlouvy%20PpS/SV30\\_15-18\\_web.pdf](https://www.ceps.cz/CZE/Data/Dokumenty/Documents/Smlouvy%20PpS/SV30_15-18_web.pdf)
- [13] ENTSO-E. *European network of transmission system operators for electricity* [online]. Brussels: AISBL, 2016 [cit. 2017-01-02]. Dostupné z: <https://www.entsoe.eu/about-enPPS-e/Pages/default.aspx>
- [14] FLÁŠAR P., VRBA M., FOUSEK J., JÍCHA T., KABELE R. a KANTA J.. *Úvod do liberalizované energetiky: Trh s elektřinou* [online]. Druhé. Praha: Asociace energetických manažerů, 2016 [cit. 2017-04-06]. ISBN 978-80-260-9212-4. Dostupné z: <http://www.mpo-efekt.cz/upload/7799f3fd595eeee1fa66875530f33e8a/kniha-trh-s-elektrinou.pdf>
- [15] Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe: Requirements and impacting factors. *ENTSO-E* [online]. Brussels: AISBL, 2016 [cit. 2017-01-02]. Dostupné z: [https://www.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/RGCE\\_SPD\\_frequency\\_stability\\_criteria\\_v10.pdf#search=Frequency%20Stability%20Evaluation%20Criteria%20for%20the%20Synchronous%20Zone%20of%20Continental%20Europe](https://www.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/RGCE_SPD_frequency_stability_criteria_v10.pdf#search=Frequency%20Stability%20Evaluation%20Criteria%20for%20the%20Synchronous%20Zone%20of%20Continental%20Europe)
- [16] FVE retrofit z hlediska nastavení frekvenčních ochran: Materiál poskytnut provozovatelem distribuční soustavy. Brno, 2015.
- [17] *Grid code*. In: . Bayreuth: Tennet TSO, 2015, ročník 2015, verze 1. Dostupné také z: [http://www.tennet.eu/fileadmin/user\\_upload/The\\_Electricity\\_Market/German\\_Market/Grid\\_customers/tennet-NAR2015eng.pdf](http://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/The_Electricity_Market/German_Market/Grid_customers/tennet-NAR2015eng.pdf)
- [18] HALUZÍK, E.. *Řízení provozu elektrizačních soustav*. Praha: SNTL - Nakladatelství technické literatury, 1983. ISBN 05-018-84.
- [19] *HOURLY LOAD VALUES OF ALL COUNTRIES THE 3RD WEDNESDAY OF A SPECIFIC MONTH (IN MW)* [online]. Brussels: AISBL, 2016 [cit. 2017-04-19]. Dostupné z: <https://www.entsoe.eu/db-query/consumption/mh1v-all-countries-the-3rd-wednesday-of-a-specific-month>
- [20] *INITIAL FINDINGS REPORT DETERMINISTIC FREQUENCY DEVIATIONS 2ND STAGE IMPACT ANALYSIS* [online]. Brussels: AISBL, 2012 [cit. 2017-04-06]. Dostupné z: [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/library/publications/entsoe/130325\\_Deterministic\\_Frequency\\_Deviations\\_Final\\_Report.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/entsoe/130325_Deterministic_Frequency_Deviations_Final_Report.pdf)
- [21] IMPIANTI DI PRODUZIONE FOTOVOLTAICA REQUISITI MINIMI PER LA CONNESSIONE E L'ESERCIZIO IN PARALLELO CON LA RETE

- AT. *TERNA* [online]. Roma: TERNA, 2012 [cit. 2017-01-02]. Dostupné z: <http://download.terna.it/terna/0000/0105/84.pdf>
- [22] *Intraday market with delivery on the Austrian TSO zone* [online]. Paris: EPEX SPOT SE, 2017 [cit. 2017-04-13]. Dostupné z: <https://www.epexspot.com/en/product-info/intradaycontinuous/austria>
- [23] *Intraday market with delivery on the German TSO zone* [online]. Paris: EPEX SPOT SE, 2017 [cit. 2017-04-13]. Dostupné z: <https://www.epexspot.com/en/product-info/intradaycontinuous/germany>
- [24] Installed capacity of units above 1 MW, aggregated per production type. *Customert portal - RTE* [online]. Paris: RTE, 2016 [cit. 2017-01-02]. Dostupné z: [http://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/vie/prod/parc\\_reference.jsp](http://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/vie/prod/parc_reference.jsp)
- [25] KODEX PŘENOSOVÉ SOUSTAVY Část II. Podpůrné služby (PpS). *ČEPS, a.s.* [online]. Praha: ČEPS, 2016 [cit. 2017-04-06]. Dostupné z: [http://www.ceps.cz/CZE/Media/Tiskove-zpravy/Documents/%C4%8C%C3%A1stII\\_16\\_fin.pdf](http://www.ceps.cz/CZE/Media/Tiskove-zpravy/Documents/%C4%8C%C3%A1stII_16_fin.pdf)
- [26] Kodex přenosové soustavy: Bezpečnost provozu a kvalita na úrovni PS. *ČEPS, a.s.* [online]. Praha: ČEPS, 2015 [cit. 2017-01-02]. Dostupné z: [http://www.ceps.cz/CZE/Media/Tiskove-zpravy/Documents/%C4%8C%C3%A1stV\\_15\\_fin.pdf](http://www.ceps.cz/CZE/Media/Tiskove-zpravy/Documents/%C4%8C%C3%A1stV_15_fin.pdf)
- [27] KOLCUN, M. a GRIGER, V.. *Riadenie prevádzky elektrizačnej sústavy*. Košice: Technická univerzita Košice, 2007. ISBN 978-80-8073-942-3.
- [28] Minutová záloha 5minutová. *ČEPS, a.s.* [online]. Praha: ČEPS, 2017 [cit. 2017-04-06]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/CZE/Cinnosti/Podpurne-sluzby/KategoriePpS/Stranky/MZ5.aspx>
- [29] Minutová záloha 15minutová. *ČEPS, a.s.* [online]. Praha: ČEPS, 2017 [cit. 2017-04-06]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/CZE/Cinnosti/Podpurne-sluzby/KategoriePpS/Stranky/MZ15+.aspx>
- [30] Návrh NAŘÍZENÍ EVROPSKÉHO PARLAMENTU A RADY o vnitřním trhu s elektrinou (přepracované znění): COM/2016/0861 final/2 - 2016/0379 (COD). In: . Brusel: eur lex, 2017, ročník 2016, číslo 861. Dostupné také z: [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/?uri=CELEX:52016PC0861R\(01\)](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/?uri=CELEX:52016PC0861R(01))
- [31] Net installed electricity generation capacity in Germany in 2016. *Fraunhofer charts* [online]. Germany: AGEE, BMWi, Bundesnetzagentur, 2016 [cit. 2017-01-02]. Dostupné z: [https://www.energy-charts.de/power\\_inst.htm](https://www.energy-charts.de/power_inst.htm)
- [32] *Netzanschlussund netzzugangsregeln*. In: . Berlin: 50Hz Transmission, 2008, ročník 2008, verze 1. Dostupné také z: <http://www.50hertz.com/Portals/3/Content/Dokumente/Anschluss-Zugang/Netzanschluss/Netzanschlussregeln-Stand-05-2008.pdf>
- [33] *Netzanschlussvertrag*. In: . Dortmund: Amprion, 2015, ročník 2015. Dostupné také z: <http://www.amprion.net/sites/default/files/Muster%20NAV%20KW%20mit%20Anlagen1508.pdf>
- [34] Podpůrné služby. *ČEPS, a.s.* [online]. Praha: ČEPS, 2017 [cit. 2017-04-06]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/CZE/Cinnosti/Podpurne-sluzby/Stranky/default.aspx>

- [35] Požadavky pro připojení do distribučních sítí - Část 8-2: Sítě vn. *České sdružení regulovaných energetických společností* [online]. Praha: ČSRES, 2016 [cit. 2017-01-02]. Dostupné z: <http://www.csres.cz/Upload/PNE%2033%203430-8-2%20tisk.pdf>
- [36] *Regulace frekvence v ES* [online]. Praha: FEL CVUT, 2010 [cit. 2017-04-06]. Dostupné z: [http://home.pilsfree.net/fantom/FEL/MR/\\_pred\\_web/5\\_MRRegulaceES.pdf](http://home.pilsfree.net/fantom/FEL/MR/_pred_web/5_MRRegulaceES.pdf)
- [37] RG CE OH– Policy 5: Emergency Operations V 3.0. *ENTSO-E* [online]. Brussels: AISBL, 2015 [cit. 2017-01-02]. Dostupné z: [https://www.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/Regional\\_Groups\\_Continental\\_Europe/20150916\\_Policy\\_5\\_Approved%20by\\_ENTSO-E\\_RG%20CE%20Plenary.pdf#search=20150916](https://www.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/Regional_Groups_Continental_Europe/20150916_Policy_5_Approved%20by_ENTSO-E_RG%20CE%20Plenary.pdf#search=20150916)
- [38] Řízení a stabilita elektrizační soustavy. *PowerWiki Elektroenergetika* [online]. Praha: IEEE, 2012 [cit. 2017-04-06]. Dostupné z: <http://www.powerwiki.cz/attach/PrilohyVyuka/%C5%98%C3%ADzen%C3%AD%20a%20stabilita%20elektriza%C4%8Dn%C3%AD%20soustavy.pdf>
- [39] Snížení výkonu. *ČEPS, a.s.* [online]. Praha: ČEPS, 2017 [cit. 2017-04-06]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/CZE/Cinnosti/Podpurne-sluzby/KategoriePps/Stranky/SV30.aspx>
- [40] Solare Fotovoltaico - Rapporto Statistico 2015. In: *GSE - Gestore servizi energetici* [online]. Roma: GSE, 2016 [cit. 2017-01-02]. Dostupné z: [http://www.gse.it/layouts/GSE\\_Portal2011.Structures/GSEPortal2011\\_FileDownload.aspx?FileUrl=http://www.gse.it/it/Dati%20e%20Bilanci//GSE\\_Documenti%20fosservatorio+statistico%20Solare+Fotovoltaico+-+Rapporto+Statistico+2015.pdf&SiteUrl=http://www.gse.it/it/Dati%20e%20Bilanci/](http://www.gse.it/layouts/GSE_Portal2011.Structures/GSEPortal2011_FileDownload.aspx?FileUrl=http://www.gse.it/it/Dati%20e%20Bilanci//GSE_Documenti%20fosservatorio+statistico%20Solare+Fotovoltaico+-+Rapporto+Statistico+2015.pdf&SiteUrl=http://www.gse.it/it/Dati%20e%20Bilanci/)
- [41] SYSSTABV. Verordnung zur Gewährleistung der technischen Sicherheit und Systemstabilität des Elektrizitätsversorgungsnetzes (Systemstabilitätsverordnung - SysStabV): Systemstabilitätsverordnung vom 20. Juli 2012 (BGBl. I S. 1635). 20.7.2012. Saarbrücken: Juris, 2012.
- [42] Systémové služby. *ČEPS, a.s.* [online]. Praha: ČEPS, 2017 [cit. 2017-04-06]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/CZE/Cinnosti/Systemove-sluzby/Stranky/default.aspx>
- [43] *Technical Balance Group Regulations* [online]. Laufenburg: Swissgrid, 2016 [cit. 2017-04-13]. Dostupné z: [https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/experts/legal\\_system/balance\\_group/en/02\\_Appendix\\_2-Technical\\_BG\\_Regulations\\_V2-0\\_EN.pdf](https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/experts/legal_system/balance_group/en/02_Appendix_2-Technical_BG_Regulations_V2-0_EN.pdf)
- [44] Technische Mindestanforderungen: NETZANSCHLUSS UND NETZZUGANG ZUM ÜBERTRAGUNGSNETZ DER. *Transnet BW* [online]. Stuttgart: Transnet BW, 2016 [cit. 2017-01-02]. Dostupné z: [https://www.transnetbw.com/downloads/netzzugang/anschluss/2013-11-14technische\\_Mindestanforderungen.pdf](https://www.transnetbw.com/downloads/netzzugang/anschluss/2013-11-14technische_Mindestanforderungen.pdf)
- [45] THE SPANISH ELECTRICITY SYSTEM PRELIMINARY REPORT 2015. *RED* [online]. Barcelona: RED Electrica de Espana, 2015 [cit. 2017-01-02]. Dostupné z: [http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/preliminary\\_report\\_2015\\_1.pdf](http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/preliminary_report_2015_1.pdf)
- [46] *TransmissionCode 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. In: . Berlin: Verband der Netzbetreiber – VDN, 2007, ročník 2007, verze 1.1. Dostupné také z:

[https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/TransmissionCode2007.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/TransmissionCode2007.pdf)

- [47] VDE-AR-N 4120. Technische Bedingungen für den Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz (TAB Hochspannung). 01. Berlin: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2015.